1 9 8 9 - 1 9 9 0

ONTARIO ENERGY BOARD

ANNUAL REPORT

Ontario

CONTENTS

91-03968/

MESSAGE FROM THE CHAIRMAN 3

INTRODUCTION 5

STRUCTURE 11

THE PUBLIC HEARING PROCESS 12

REVIEW OF ACTIVITIES 14
- Ontario Hydro Review 16
- Other References 17
- Natural Gas Rates Applications 19
- Facilities Applications 22
- Gas Storage and Drilling Permit Applications 24

GLOSSARY OF TERMS AND ACRONYMS 26

The Ontario Energy Board is located at
2300 Yonge Street
Suite 2601
Toronto, Ontario
(416) 440-1967

Copies of this and other Board publications may be purchased from the Ontario Government Bookstore, 880 Bay Street, Toronto. Telephone (416) 326-5300.

Out-of-town customers please contact the Ministry of Government Services, Publications Services Section, 5th Floor, 880 Bay Street, Toronto, Ontario M7A 1N8. Toll-free long distance: 1-800-668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographs courtesy of: Vincenzo Pietropaolo (chairman, Board members and Board staff); Peter O'Dell (Board staff); Ontario Hydro (hydro installations); The Consumers' Gas Company Ltd. and Union Gas Ltd (natural gas installations)

Minister
Ministre

Ministry
of
Energy

Ministère
de
l'Énergie

Queen's Park
Toronto, Ontario
M7A 2B7
416/965-4286
Telex 06217880

Queen's Park
Toronto (Ontario)
M7A 2B7
416/965-4286
Télex 06217880

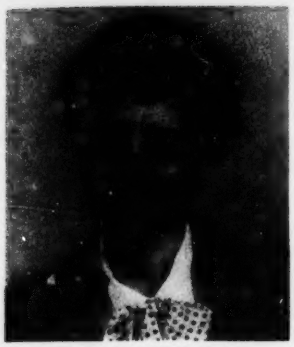
The Honourable Lincoln M. Alexander
Lieutenant Governor of the
Province of Ontario:

I hereby submit the annual report of the Ontario Energy Board. It reviews the events and activities of the fiscal year 1989-90.

Respectfully submitted,

J. Carter
Minister of Energy

MESSAGE FROM THE CHAIRMAN



S.J. Wychowanec, Q.C. Chairman

During the 1980s the natural gas industry in Ontario was shaped by two significant events over which it had little or no say: the federal National Energy Program (NEP), introduced in October 1980, and the Agreement on Natural Gas Markets and Prices, signed by the federal government and the producing provinces of western Canada in 1985.

The NEP imposed a regulated price on the sale of gas to local distributors, while the agreement, in a complete turnaround, deregulated the price. That the utilities and the Board, under existing legislation, could adapt to these significant changes and the wide-ranging implications underlines the flexibility of the regulatory climate in this province. Not only can the natural gas utilities flourish in Ontario, but they can also ensure a high level of service to consumers of gas.

The 1980s also saw an unprecedented series of changes of ownership of all three of the major utilities in Ontario and the introduction of 'undertakings' between these utilities and the Lieutenant Governor in Council. By these undertakings, the utility as well as its parent and holding companies agreed not to enter into non-regulated enterprises without prior dispensation by the Board and to conduct their utility-related business affairs in a manner acceptable to the Lieutenant Governor in Council.

In the coming decade, which is being referred to as the 'green decade,' sustainable development, global warming, and the conservation ethic will all assume major significance. Environmental concerns are clearly becoming more important in determining how business will be conducted, and they will continue to have a considerable impact on Ontario's natural gas utilities and on Ontario Hydro.

The public concern for the environment will provide the gas utilities with new opportunities for the sale of gas, but it will also encourage conservation. Additional transmission and storage capacity will become increasingly important issues for the 1990s, but these needs must be balanced against the concerns of landowners affected by the construction of transmission pipelines and the development of storage pools. The resolution of these conflicting policies, forces, and interests within the regulatory framework will be the challenge not only for this Board but also for those it regulates.

The summaries of the Board's decisions during the past fiscal year reflect the continuing reverberations of deregulation, the 'bypass' decisions (decisions on requests for special rates for transportation of gas) being prime examples. The first-time review of a cogeneration project (that of ICG Utilities (Ontario) Ltd and Boise Cascade Canada) noted that the laudable objective of encouraging non-utility generation of electricity may conflict with the objective of maintaining a pure utility. The Board received and dealt with a number of applications to drill wells in southwestern Ontario for the purpose of finding and developing storage pools. The *Environmental Guidelines* developed by the Board for locating, constructing, and operating hydro-carbon pipelines were applied *mutatis mutandis* to well-drilling permit applications. In addition, the Board gave permission for construction of the first phase of a NPS 48 transmission pipeline to traverse southwestern Ontario. This was also a first, since affected landowners received intervenor funding and mounted a full-scale intervention.

Another first for the Board was the decision to hold a generic hearing to examine the possible implementation by Ontario's gas utilities of least-cost utility planning to consider different means of meeting customer demands as well as environmental impacts when planning distribution systems. Time permitting, the generic hearing will take place in early 1991.

The Board also delivered its annual report on Ontario Hydro's bulk power rate increase. In addition to recommendations on the magnitude of the proposed increase, the Board suggested a public review of Hydro's avoided-cost methodology and greater efforts on the part of Ontario Hydro to encourage conservation of electricity, as well as a review of its net income policy.

In short, during the 1989-90 fiscal year, the Board has dealt with recurring rate-setting issues and with new issues that will gain greater prominence in the future. The Board's basic mandate of regulating a natural monopoly is evolving. Not only must the Board, through rate regulation, ensure that the companies, in return for a reasonable return on investment, provide an adequate quality of service at reasonable prices to customers without undue discrimination, but it must also recognize and support initiatives that will ensure the efficient and wise use of energy.

The challenges of the next decade for the utilities and for this Board are many. I am confident they will be met.

S.J. Wychowanec, Q.C.
Chairman, Ontario Energy Board

Board members on March 31, 1990, from left to right, R.R. Perdue, M.L. Kliman, R.M.R. Higgin, C.W.W. Darling, V.W. Bielski, O.J. Cook, Chairman S.J. Wychowanec, D.A. Dean, R.D. Walker, C.A. Wolf Jr

INTRODUCTION

Ontario relies heavily on natural gas as an energy source and as a feedstock, primarily in the production of chemicals. Natural gas is the major fuel for all sectors of the economy except transportation, and it is the primary fuel used in heating space and water in the province. Indeed Ontario uses more natural gas than any other consuming province and accounts for approximately 41 percent of the total demand for Canadian natural gas. Natural gas provides approximately 30 percent of the energy consumed in the province. Electricity provides about 18 percent of the energy consumed in Ontario, and its use is growing. Liquid fuels (oil and natural gas liquids), coal, and wood provide the balance of Ontario's energy consumption.

The Ontario Energy Board regulates the natural gas industry through the setting of rates, authorizing the construction of transmission lines, and approval of franchise agreements. The Board also advises the Minister of Energy on general matters relating to the natural gas industry, as well as matters relating to Ontario Hydro. In all its considerations, the Board endeavours to ensure that rates are fair, that supply is secured, and that the public interest is upheld.

The report that follows outlines the Board's mandate and its role and responsibilities in fulfilling that mandate. It provides a tabular listing of all the Board's activities over the past year, and discusses some of these activities briefly.

MANDATE

The Ontario Energy Board was formed in 1960 to provide an impartial formal mechanism for regulating specific aspects of Ontario's natural gas industry. In addition to its regulatory responsibilities, the Board, when requested in references from the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources, will advise on matters relating to energy, such as changes made by Ontario Hydro to its bulk power rates. In all its activities, the primary objective of the Ontario Energy Board is to ensure that the public interest is served and protected.

Most of the Board's responsibilities stem from legislation as set out primarily in the Ontario Energy Board Act. In addition, six other statutes give jurisdiction to the Board:

- the Municipal Franchises Act;
- the Petroleum Resources Act;
- the Public Utilities Act;
- the Assessment Act;
- the Toronto District Heating Corporation Act;
- the Intervenor Funding Project Act, 1988.

The Intervenor Funding Project Act was proclaimed on April 1, 1989, by the Lieutenant Governor in Council. As a three-year pilot project, the act establishes a procedure to provide for advance funding to intervenors in proceedings before a number of boards, including the Ontario Energy Board. It sets out specific criteria which the funding panel, established under the act, must consider in deciding whether to award funding to an intervenor.

ROLE AND RESPONSIBILITIES

SETTING RATES FOR NATURAL GAS

Each natural gas utility sells and transports gas in franchised areas of the province. Competition now exists in the sale of energy: buyers may purchase gas directly from producers or from the distributors, or they may turn to other sources of energy. Since the transportation of gas involves an extensive network of pipelines and storage facilities, a monopoly arrangement is most efficient; it avoids duplication and the cost increases that would otherwise result.

In Ontario, rates for the sale of gas must be approved by the Board. Gas distributors are required by legislation to submit their proposed rates to the Board for review and approval, which usually takes place on an annual basis. Rates for each utility are set following a public hearing. A major rate hearing lasts approximately three to four weeks.

Rates vary among classes of customers: residential, commercial, and industrial. In setting rates, the Board's objective is to reflect the costs imposed on the system by the varying demands of different classes of customers. Residential demand for natural gas as a heating fuel, for example, changes according to the weather and the time of day. As a result, it costs more on a per unit basis to provide service to residential users than to industrial customers, who use relatively large amounts of gas at a more constant level.

In setting rates, the Board tries to strike a balance between the prices to be paid by customers and the rate of return which shareholders of the utilities are allowed to earn on their investment. Rates are to be 'just and reasonable' for both customer and shareholder. In making its decisions, the Board considers past, present, and projected expenses, along with current and forecasted economic conditions and trends and the earnings expectations of the utility operators.

The Board may grant interim rate relief to either company or customers in cases where significant changes in a utility's costs or revenues have occurred or will occur. In such cases, an interim rate hearing may be held, which usually takes one or two days. Interim rates are subject to revision and are not final until the rates application is completed and the Board has issued its Decision and Order.

As well as ensuring that utilities charge reasonable rates, the Board also must consider, as part of the rate hearings, the quality of service the utility provides.

The Consumers' Gas Company Ltd. is Canada's largest natural gas distribution utility serving approximately 1,019,620 residential, commercial, and industrial customers in south, central, and eastern Ontario. Through affiliated companies not regulated by the Board, Consumers Gas also supplies western Quebec and northern New York State. At its year end on September 30, 1989, Consumers Gas' rate base was $1.494 billion. During that year Consumers Gas' total throughput was 10.472 billion cubic metres, with total revenues of $1.8 billion. On March 7, 1990, British Gas plc announced its intention to purchase all of the common shares of Consumers Gas. The Board began its review of the proposed transaction in a public hearing that started June 26, 1990.

NPS 36 pipeline construction by Consumers Gas; the sideboom cradles a concrete-encased section before it is submerged at a reservoir.

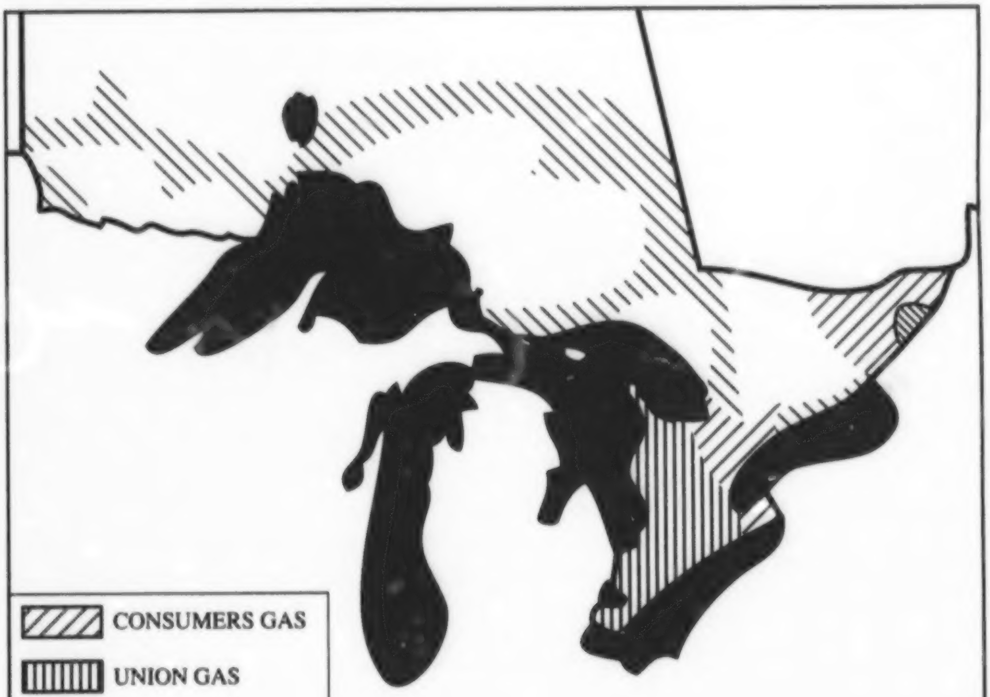
Christiane Wong, Ena Petersen-Trajkov, and Veronica Daniel are three members of the support staff.

Union Gas Limited is the second largest gas distributor in Ontario, serving customers in southwestern Ontario. It also operates a network of transmission pipeline, storage, and compression facilities for customers and other utilities in eastern Ontario and Quebec. As of March 31, 1990, Union's rate base was approximately $1.15 billion. It served over 596,000 residential, commercial, and industrial customers, generating a total system throughput of 15.9 billion cubic metres for fiscal 1989, which includes gas transported for other utilities. Total volumes of gas delivered to Union's distribution customers (which includes both sales and transportation only customers) was 8.2 billion cubic metres. Total revenue for Union in fiscal 1990 was $1.2 billion.

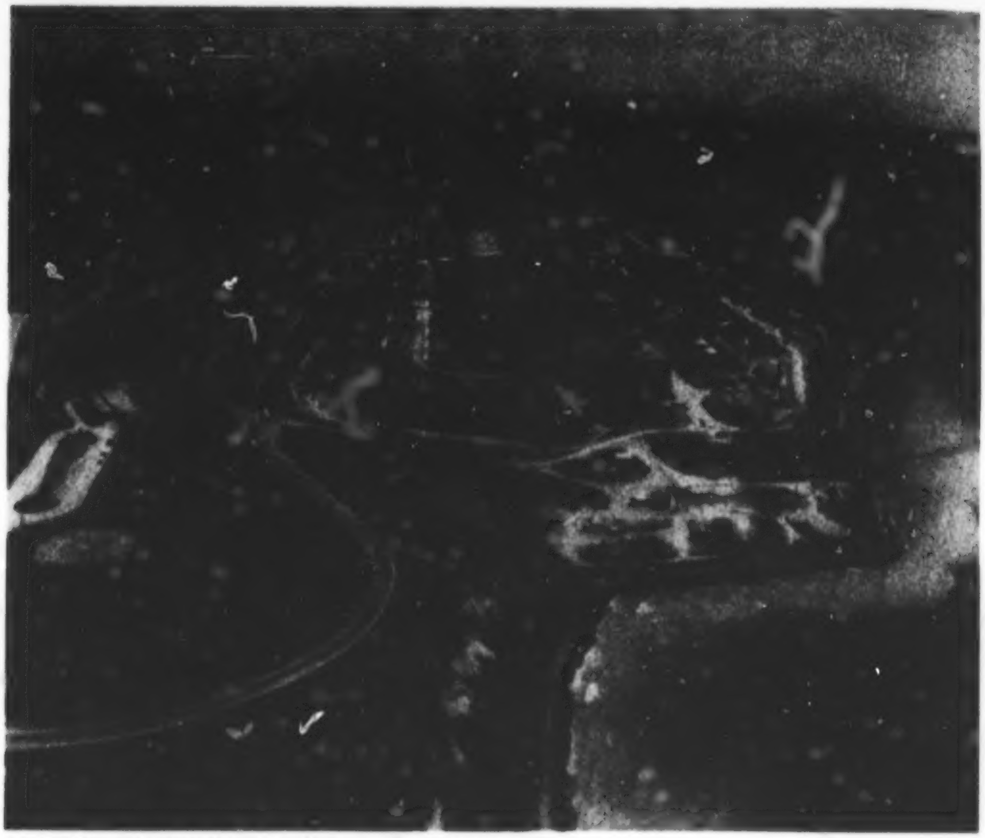
ICG Utilities (Ontario) Ltd serves approximately 100 commmunities in northwestern, northern, and eastern Ontario. Its natural gas distribution system comprises approximately 6,142 kilometres of pipeline originating at more than 76 delivery points on the TransCanada Pipelines Limited (TCPL) transmission system. The ICG system is composed of a series of laterals running off the TCPL system as the latter crosses Ontario, starting at Kenora and extending to Lake Ontario and the St Lawrence River. As of December 31, 1989, ICG's average rate base was over $411 million. Serving approximately 175,000 customers, ICG's system throughput totalled 3.568 billion cubic metres. ICG's total revenue in fiscal 1989 was some $506 million.

Natural Resource Gas Limited (NRG) is a small utility serving 2,028 customers in the Aylmer area. As of September 30, 1989, NRG's average rate base was $3.313 million and total gas sales were 12,274 million cubic metres. The company generated approximately $3.113 million of revenue in its 1989 fiscal year.

Tecumseh Gas Storage Limited is a gas storage company operating in southwestern Ontario which is jointly owned by Imperial Oil Ltd and Consumers Gas. Consumers Gas is the sole operator of the company. In its fiscal 1990 year Tecumseh generated approximately $19 million in revenue. Tecumseh's only customers are Union and Consumers.



Natural Gas Distribution in Ontario



An aerial view of Ontario Hydro's nuclear generating station at Darlington

REVIEWING ONTARIO HYDRO RATES

Ontario Hydro's bulk power rates (wholesale rates for municipalities and certain industrial customers) are set by Hydro's own board of directors. However, Ontario Hydro is required to submit any proposed change in its rates to the Minister of Energy who then refers the proposal to the OEB, along with full technical information and financial data. After a public hearing, which usually begins in late May or early June and runs for about four weeks, the Board submits a report with recommendations to the Minister of Energy on or before August 31 each year. The Board's role is an advisory one and its recommendations are not binding on Ontario Hydro.

Ontario Hydro is the province's largest crown corporation. As of December 31, 1989, Ontario Hydro had assets of $36.28 billion. It served, at that date, more than 3.55 million customers directly and indirectly, over 85 percent being residential. Provincial sales of 134,000 GWh and export sales of 2,300 GWh produced revenue of $6.3 billion.

REFERENCES AND GENERIC HEARINGS

The Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources may refer a matter to the Board for a public hearing and report. These references normally concern energy-related matters and generally attract widespread public interest. The Board's reports are advisory in nature.

In addition, changes in ownership of utilities may be referred to the Board for a hearing and report. The leave of the Lieutenant Governor in Council is required when a utility wishes to sell its assets or amalgamate with another utility, and when any person wishes to acquire shares of a utility to the extent that more than 20 percent of any class of shares changes ownership. The Board may recommend exemption from a hearing or may hold a hearing and submit its report and recommendations to the Lieutenant Governor in Council.

The Board may also hold generic hearings on its own initiative on matters under its jurisdiction. Such hearings are usually held in response to an emerging trend or an area of growing interest or concern, and deal with a subject in a broader context than issue-specific hearings.

APPROVAL OF FACILITIES

Utilities wishing to construct a transmission line for natural gas in Ontario must obtain Board approval. In addition, all construction proposals are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC), an interministerial committee concerned with the environmental and safety aspects of pipeline construction. The OPCC is chaired by a staff member of the OEB, and it includes representatives from the ministries of Agriculture and Food, Energy, Environment, Consumer and Commercial Relations, Natural Resources, Culture and Communications, Municipal Affairs, and Transportation. Other regional agencies, with which the natural gas utilities consult in the early stages of their planning, are also represented as required.

The OPCC tries to ensure that the construction of pipelines does not have any long-term negative effect on the environment and that the short-term impact during construction is minimized. With these objectives in mind, each proposal is reviewed, alternative routes or sites considered, and issues resolved before formal application for leave to construct is filed with the Board.

When a utility applies to the Board for approval, the Board assesses whether the construction is in the public interest, considering safety, economic feasibility, community benefits, security of supply, benefits for the utility, and environmental impact. The Ontario Energy Board's *Environmental Guidelines for Locating, Constructing, and Operating Hydrocarbon Pipelines in Ontario* sets out its requirements. The *Environmental Guidelines* were developed in concert with provincial ministries and agencies whose mandates are affected by pipeline construction. Finalized and distributed in January 1990, the *Environmental Guidelines* incorporate the latest standards and mitigation practices of each of the ministries. They also provide for greater public participation in the planning process for pipeline construction.

When a project is approved, the Board issues an order for leave to construct. The Board also grants the authority to expropriate land for transmission pipelines and related facilities and authorizes any pipeline crossings of highways, utility lines, and ditches.

Catharine Haza, summer student, and Patricia Drennen, office manager, in the Board's library

APPROVAL OF FRANCHISE AGREEMENTS

Each municipality may grant to a gas utility the right to provide gas service and use road allowances in the municipality. A prerequisite to the essential by-law granting the franchise is the Board's approval of the terms and conditions of the franchise agreement.

Many of the existing agreements date back thirty years and more. Because circumstances have changed substantially since the original agreement was made, the negotiation between the municipality and utility can be a lengthy and complex process. In 1985 the Municipal Franchise Committee was formed to develop a model franchise agreement which could be used as the basis for all new and renewed agreements. The model agreement came into effect in 1988 and sets out standard conditions for gas distribution, the use of road allowances, construction approvals, and procedures for restoring lands after construction.

In 1989-90 the Board heard fifty-two franchise renewals based on the model agreement at a considerable savings of time and expense.

CERTIFICATES OF PUBLIC CONVENIENCE AND NECESSITY

No person is allowed to construct any works to supply gas without Board approval. The approval, in the form of a certificate, is not given unless public convenience and necessity appear to support approval.

NATURAL GAS STORAGE

Vital to the natural gas distribution system in Ontario is the ability to store gas. Gas storage pools therefore represent a natural resource of economic significance to the province. The main storage sites are depleted gas pools in southwestern Ontario. These storage pools are used by transmitters and distributors to meet fluctuating demand and to draw on in case of emergency. Gas is normally injected into storage during the summer months when demand is low, to be withdrawn in high-consumption periods during the winter. This balancing of load makes it possible for the transmission system from western Canada to operate efficiently.

Gas may not be injected into any geological formation unless it is a designated gas storage area, described in Regulation 700, Revised Regulations of Ontario, 1980, under the OEB Act. In reviewing applications for the use of such areas, the Board considers the geology of the pool, its suitability, the appropriate boundary of the area to be designated, the applicants' rights to use the storage capacity, the need for it, and the economic viability of developing the storage pool. The Board recommends to the Lieutenant Governor in Council designated gas storage areas, authorizes their use, and in cases where the applicants and landowners have not reached agreement, determines the compensation payable to landowners.

Applications for drilling permits for wells within a designated gas storage area must be referred to the Board for consideration by the Minister of Natural Resources, whose department issues the permits. If the applicant is the authorized operator of the gas storage area, the Board has discretion as to how it should process the application before reporting to the Minister. If the applicant is not the authorized operator, the Board must proceed by way of a public hearing.

Applications to inject fluid and to pressurize a geological formation also require a permit from the Ministry of Natural Resources. If the injection well is within 1.6 kilometres of a designated gas storage area, the minister is required by the Petroleum Resources Act to seek a report from the Board.

The Board regulates the joining of the various interests within a spacing unit, field, or pool for the purpose of drilling or operating gas or oil wells, the designation of management, and the apportioning of the cost and benefits of such drilling or operation.

OTHER MATTERS

Natural gas utilities must conform to a uniform system of accounts as prescribed by the Board. No change in accounting methods may take place without the Board's approval. The Board is continuing its first significant review and upgrading of the regulation which prescribes the classification of accounting since it was made under the OEB Act in 1966.

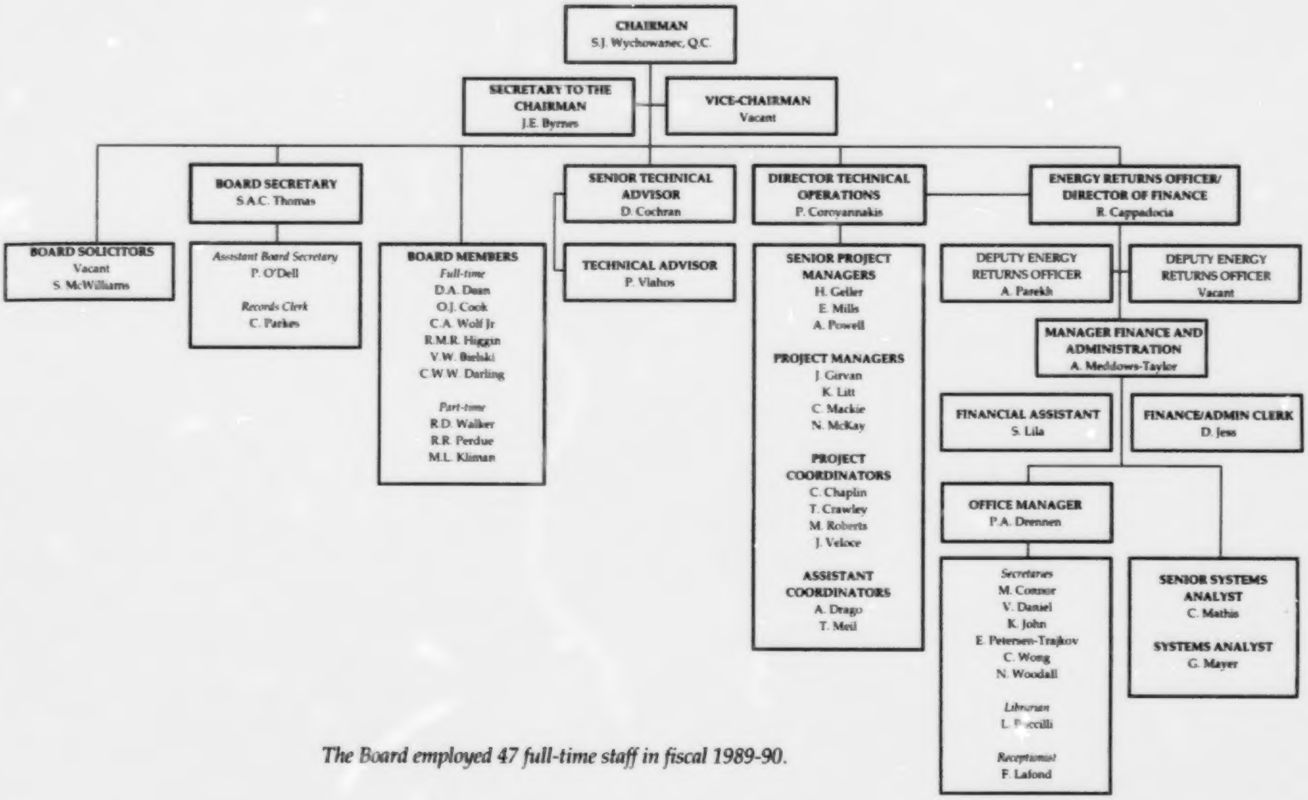
The Board receives information regularly from natural gas utilities regarding financial operations and performance. If a utility is earning either too little or too much compared with its allowed rate of return, the Board's Energy Returns Officer and his or her staff may conduct a special investigation. The Board may, on its own motion, require a utility to appear before it to explain its earnings and if necessary review the rates.

The nature of public utilities changes along with the economic and social environment in which they operate. Accordingly, it is appropriate for the Board continually to review legislation relating to public utilities and, if necessary, to propose amendments.

STRUCTURE

ORGANIZATIONAL STRUCTURE AS OF MARCH 31, 1990

ONTARIO ENERGY BOARD



The Board employed 47 full-time staff in fiscal 1989-90.

FINANCIAL STRUCTURE

The Ontario Energy Board Act authorizes the Board to recover its costs by charging an appropriate portion of these costs to the utilities involved in Board hearings and related activities. Following a hearing, the Board issues a cost order to the utility concerned. This represents payment towards costs incurred by the Board and also, when ordered, those incurred by the intervenors. The amount to be paid to the Board includes out-of-pocket and direct expenses attributable to a specific hearing, as well as a contribution towards the Board's fixed costs, including overhead and payroll.

In fiscal 1989-90, the Board operated with an approved budget of $5.7 million. Of this amount, 75 percent will be recovered by means of cost orders issued to utilities.

THE PUBLIC HEARING PROCESS

Public hearings provide an essential mechanism with which the OEB can carry out its mandate. Public hearings also provide a forum for groups or individuals, who may be affected by the Board's decisions, to express their concerns. Such public participation helps to ensure that the Board, in reaching a decision, will be informed and will consider a wide variety of views and interests. The hearing process includes eleven steps.

1 INITIATION

The hearing process begins:

- upon receipt of an application; or
- upon receipt of a reference from the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources; or
- upon notice from the Board that it will initiate proceedings to consider a matter under its jurisdiction.

2 NOTICE OF APPLICATION

Applicants are required to serve the Board's notice of the application on all affected parties and interested public groups. If the Board itself has initiated a hearing, it will serve the notice. For a major rate case, a natural gas utility usually will publish notices of its application in regional daily newspapers.

When an application affects people residing in certain government-designated areas, all notices also must be published in French in French-language newspapers. A notice must appear in a French weekly newspaper if no French daily newspaper is published in the area.

3 INTERVENTIONS

Interested groups or individuals wishing to participate in the hearing are referred to as 'intervenors.' To ensure their eligibility to participate in the hearing, they must file an intervention, which explains their reasons for wishing to take part.

In 1989-90 participants could request costs for their participation at the conclusion of the hearing. On April 1, 1989, the Intervenor Funding Project Act, 1988, went into effect. It established a procedure that allows intervenors to apply for advanced funding before the hearing begins. A funding panel appointed by the Board decides on the eligibility of applicants for intervenor funding and the amount of each award. Participants may continue to ask for costs at the conclusion of the hearing as before.

Ami Parekh, deputy energy returns officer, on assignment

4 NOTICE OF HEARING

Once the Board has determined the scope and the nature of the hearing, it directs the applicant to serve notice of the time and place of the hearing on all parties who have intervened.

5 PRE-HEARING DOCUMENTATION

To allow sufficient time for all parties to review information pertaining to the application, the applicant must file evidence in support of its application two to three months before the hearing begins. Board staff and intervening parties may also seek additional information by way of written interrogatories. These interrogatories are answered by the utility before the hearing commences. Board staff and intervenors may also submit their own evidence to support a specific position in the hearing related to the application.

In the case of applications for the construction of pipelines, which are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee, the normal requirements of pre-filed evidence would include route selection and environmental impact studies.

6 PROCEDURAL ORDERS

The Board may issue procedural orders specific to the case. Such orders may set the date for a hearing, for example, or contain deadline dates for completing certain procedural matters such as the filing of supporting evidence, interrogatories, and answers thereto. Procedural orders may also set forth a list of the issues to be dealt at the hearings.

Charles Mathis, senior systems analyst, and Gaetanne Mayer-Powell, office systems analyst

7 'FIRST DAY' PROCEEDINGS

Before the hearing of evidence commences, the Board panel may review procedural matters, technical issues, and the general approach to the hearing. This gives the parties involved an opportunity to become familiar with the application and to identify all the issues they wish to address in the hearing.

8 THE HEARING

The Board ensures that sufficient evidence is presented, tested, and put on the record, so that an informed decision can be made. The applicant usually testifies first, through written evidence and the presentation of witnesses. Intervenors and counsel to Board staff then question these witnesses, and may offer witnesses of their own. These witnesses may be cross-examined by the applicant or by the other intervenors. When all evidence has been received, each party may offer a summation in the form of written or oral argument as directed by the Board.

The pre-filed evidence, arguments, and transcripts of the hearing are a matter of public record and are available at the Board office in Toronto.

9 BOARD DECISIONS/REPORTS

Depending on whether the hearing was a result of a reference, or either an application or a notice from the Board, the Board summarizes its deliberations in a document referred to as a 'Report,' or a 'Decision with Reasons.' These documents discuss all the issues and arguments raised in the hearing and contain the Board's recommendations or findings. Depending on the complexity of the case, the document will appear a few weeks or months after a hearing. Copies of the document are available from the Ontario Government Bookstore, 800 Bay Street, Toronto, upon payment of a modest prescribed fee. Persons involved in the hearing receive copies of the document from the Board.

In most cases referred to it by the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources, the Board's recommendations are not binding. The appropriate minister or the Lieutenant Governor in Council decides whether or not the recommendations should be implemented. In the case of references from the Minister of Natural Resources with respect to drilling permits, however, the recommendations are binding upon the minister.

10 BOARD ORDER

A Board Order is a legal document which directs the implementation of a Board Decision and is binding on the parties named.

11 REVIEW AND APPEAL

A Decision or Order of the Board may be appealed by:

- applying to the Board requesting that it rescind or vary its Order;
- petitioning the Lieutenant Governor in Council;
- appealing an Order to the Divisional Court upon a question of law or jurisdiction;
- applying to the Divisional Court for judicial review of a Board Decision.

REVIEW OF ACTIVITIES

Ontario Energy Board, Summary of Activities, April 1, 1989 — March 31, 1990

CASE TYPE	FILE NUMBER	APPLICANT	CASE DESCRIPTION
Natural Gas Rate Applications			
EBRO	451	NRG	Fiscal year 1989 rate adjustment
EBRO	455	Tecumseh	Fiscal year 1990 rate adjustment
EBRO	456	Union	Fiscal year 1990 rate adjustment
EBRO	456-4-A	Pembina	Request to vary
EBRO	456-7	Union	Storage rate for National Steel
EBRO	457	C-I-L	Special rate application (Union)
EBRO	458	Northland Power	Special rate application (ICG)
EBRO	459	Ontario Housing Corporation	Rate dispute with Consumers
EBRO	462	Union	Fiscal year 1991 rate adjustment
EBRO	464	Consumers Gas	Fiscal year 1990 limited issues rate review
EBRO	465	Consumers Gas	Fiscal year 1991 rate adjustment
Reference from the Minister of Energy regarding Ontario Hydro			
HR	18	Ministry of Energy	Hydro rate fiscal year 1990
Reference from Lieutenant Governor in Council			
EBRLG	33	ICG	Boise Cascade cogeneration project
EBRLG	34	Inter-City Gas Corporation	Change in control of ICG to Westcoast Energy Inc.
EBRLG	35	Consumers Gas	Change in control of Consumers Gas (British Gas plc)
Pipeline Construction and Appropriation			
EBLO	230 a-x	Union	Strathroy and Beachville expropriations
EBLO	232	Consumers Gas	Horseshoe Valley pipeline
EBLO	233	ICG	Oil Springs East pool
EBLO	234	Union	Dawn-Trafalgar pipeline expansion
EBLO	235	Consumers Gas	Parkway Belt West pipeline
Pipeline Exemptions			
PL	67	Union	Sombra Pool pipeline
PL	68	Union	Enniskillen storage pool pipeline
PL	69	ICG	Northland Power - Cochrane project
PL	70	Union	Burford and Brantford pipeline
PL	71	ICG	Town of Kirkland Lake pipeline
PL	72	Union	City of Nanticoke pipeline
Franchise Approvals			
EBA	471	Consumers Gas	Village of Rockcliffe Park
EBA	484	ICG	Town of Cobourg
EBA	536	ICG	Town of Port Hope
EBA	538	Union	Township of Euphemia – Renewal
EBA	539	Union	Township of Mitchell
EBA	540	Union	Separated Town of St Mary's
EBA	541	Union	Township of Blanshard
EBA	542	Union	Township of Downie

CASE TYPE	FILE NUMBER	APPLICANT	CASE DESCRIPTION
Franchise Approvals (continued)			
EBA	543	Union	Township of Ellice
EBA	544	Union	Township of North Easthope
EBA	545	Union	Township of South Easthope
EBA	546	Union	Township of Fullarton
EBA	547	Union	Township of Hibbert
EBA	548	Union	Police Village of Dublin
EBA	549	Union	Township of Logan
EBA	550	Union	Town of Goderich
EBA	551	Union	Town of Seaforth
EBA	552	Union	Township of Goderich
EBA	553	Union	Township of Hullett
EBA	554	Union	Township of Sarawak
EBA	555	Union	Town of Tecumseh
EBA	556	Union	Township of Sandwich South
EBA	557	Union	Township of Tuckersmith
EBA	558	Union	Township of Flamborough
EBA	559	ICG	Town of Nickel Centre
EBA	560	Consumers Gas	Town of Wasaga Beach
EBA	561	Union	Town of Amherstburg
EBA	562	Union	Township of Anderdon
EBA	563	Union	Township of Derby
EBA	564	Union	Town of Essex
EBA	565	Union	Town of Fergus
EBA	566	Union	City of Guelph
EBA	567	Union	Township of Guelph
EBA	568	Union	Township of Malden
EBA	569	Union	Township of Nichol
EBA	570	Union	Township of Gosfield North
EBA	571	Union	Township of Norwich
EBA	572	Union	Township of Pilkington
EBA	573	Union	Township of Puslinch
EBA	574	Union	Village of St Clair Beach
EBA	575	Union	Township of Sandwich West
EBA	576	Union	Township of Gosfield South
EBA	577	Union	Township of Tilbury North
EBA	578	Union	Township of Tilbury West
EBA	579	Union	Township of West Garafraxa
EBA	580	Union	Town of Tillsonburg
EBA	581	ICG	Township of Perry
EBA	582	ICG	Township of Opasatika
EBA	583	ICG	Township of Machin
EBA	584	Union	Township of West Nissouri
EBA	585	ICG	Township of Thessalon
EBA	586	Union	Village of Elora

CASE TYPE	FILE NUMBER	APPLICANT	CASE DESCRIPTION
Other Ontario Energy Board Orders			
EBO	157	C-I-L	Special rate application (Union)
EBO	159	Consumers Gas/Others	Romney 6-13-IV pool spacing
EBO	160	Union	Storage agreement with ICG
EBO	161	ICG	Boise Cascade cogeneration project
EBO	162	Union	Storage agreement with National Steel Corp.
EBO	164	Clearbeach Resources	West Becher – Designated manager
EBO	165	Clearbeach Resources	Clearville – Designated manager
EBO	166	Union	Blanket storage approval
EBO	167	ICG	Oil Springs East pool
Certificates of Public Convenience and Necessity			
EBC	139-B	ICG	Horseshoe Valley – Highlands
EBC	190	Consumers Gas	Town of Wasaga Beach
EBC	191	ICG	Township of Perry
EBC	192	ICG	Township of Opasatika
Reports to Minister of Natural Resources			
EBRM	93	Barnes	Permit to drill – Zone well
EBRM	94	Union	Permit to drill – Sombra
EBRM	95	Union	Permit to drill – Enniskillen storage pool
EBRM	96	Dow Chemical	Permit to inject salt solution mining
EBRM	97	Farmers Oil & Gas	Permit to drill – Farmers 7, Romney 2-14-III
Uniform Accounting Orders			
UA	77	Consumers Gas	General service discount – January 1, 1989
UA	78	ICG	Management audit deferral account
UA	79	Consumers Gas	Minimum cost limits for certain accounts
UA	80	ICG	Deferral account – Reduction in cost of service
UA	81	ICG	Disposition of shared services deferral account
UA	82	ICG	Deferral account – TCPL tolls
UA	83	ICG	Extension of deferral account
UA	84	ICG	Deferral account – Rate hearings
UA	85	ICG	Deferral account – Spot transportation

Doug Cochran, senior technical advisor, researching for Board members

ONTARIO HYDRO REVIEW

BULK POWER RATES PROPOSAL *HR 18*

On April 30, 1989, the Minister of Energy referred to the Board Ontario Hydro's proposal to increase its bulk power rates effective January 1, 1990. Hydro proposed an average rate increase of 5.2 percent based on a net revenue requirement of $6,643 million, which represented an increase of $474 million over 1989 revenue.

The Minister of Energy requested the Board to consider the implications of the efficiency and effectiveness reviews, which had been prepared by management consultants after examining Hydro's corporate structure and productivity targets. The Board also examined Hydro's energy management plans and programs to determine their appropriateness and their effectiveness in meeting Hydro's objectives.

The Board Report, issued on August 31, 1989, contained fifty-two recommendations, including a recommended rate increase of 3.6 percent based on a net revenue requirement of $6,579 million. Among the recommendations were suggestions that there be an external audit of the Darlington nuclear generating station, at present under construction, and a public review of Hydro's avoided-cost methodology. The Board recommended that Hydro establish targets for the generation of electricity by private sources and that programs of financial assistance for that generation be undertaken. In its recommendations, the Board suggested that Hydro should make labour productivity an important priority for the 1990s, that it increase its demand management target, and that it review its long-term borrowing program, its provision for future major costs (such as the replacement of pressure tubes in the nuclear generating stations), its depreciation policies, and its net income policy.

This mill at Elora is one example of non-utility generation of hydroelectric power.

OTHER REFERENCES

COGENERATION HEARING *EBRLG 33*

By an Order in Council dated June 12, 1989, the Ontario Energy Board was directed by the Lieutenant Governor in Council to make recommendations, after holding a public hearing, on ICG Utilities (Ontario) Ltd's proposal to construct a cogeneration project on the premises of Boise Cascade Canada's pulp and paper mill in Fort Frances, Ontario. In its proposal ICG sought exemption from certain articles of undertakings it had entered into with the Lieutenant Governor in Council in 1988 that bar it from investing

in non-utility activities and require approval of transactions between it and its affiliate companies amounting to more that $100,000 annually.

ICG proposed to have the cogeneration project owned by ICG and held as a division within the utility company. The Board was asked to determine whether or not ICG should be permitted to structure the project in this way as well as to report on whether ICG's investment in the cogeneration project, and the resulting income tax deferrals, should be separated from ICG's gas distribution activities for ratemaking purposes.

The Board's Report, dated December 21, 1989, recommended that ICG should be permitted to invest in the cogeneration project subject to certain conditions:

- ICG, its shareholders, and parent companies should execute an amendment to the 1988 undertakings to obtain dispensation of the Lieutenant Governor in Council, upon recommendation of the Board, for investment in a non-utility before any binding contractual obligations are entered into or any funds expended;
- the cogeneration project should be established in a legally and financially separate corporate entity as soon as possible;
- IGC, its shareholders, and parent companies should execute an undertaking to indemnify the regulated utility and its ratepayers against all direct and indirect liabilities and any additional costs arising from its non-utility investments.

The Board also recommended that the Lieutenant Governor in Council grant an exemption as requested regarding the supply of gas to the cogeneration project, but that it should deny ICG's request for special accounting treatment in the absence of legal separation of the project from the utility operations of the ICG. The Board recommended that ICG's request to have the assets and income of the cogeneration project separated from those of the regulated utility for ratemaking purposes should also be denied. In its Report, the Board recommended that the Government of Ontario clarify its policy on the role of gas utility companies in developing non-utility electric generation projects in the province.

The Lieutenant Governor in Council had not responded to the Board's Report by the close of the Board's fiscal year.

ACQUISITION OF ICG UTILITIES (ONTARIO) LTD *EBRLG 34*

By Order in Council dated October 12, 1989, the Lieutenant Governor in Council requested that the Ontario Energy Board examine and, after holding a hearing, report on whether or not leave, as required by the 1988 undertakings between the Lieutenant Governor in Council and the utility and its corporate parent, should be granted to Inter-City Gas Corporation for a change in control of ICG Canada. Inter-City was seeking approval to transfer ownership of ICG Canada and ICG Utilities (Ontario) Ltd to Westcoast Energy Inc. as set out in a letter of understanding between Westcoast and Inter-City dated July 4, 1989.

In its Report to the Lieutenant Governor in Council, dated January 31, 1990, the Board recommended that Inter-City Gas Corporation be granted leave. Approval was contingent upon Westcoast and its affiliate companies, which will control ICG (Utilities) Ontario Ltd, executing a set of revised undertakings to replace those entered into in 1988. The Board also recommended that approval be subject to compliance with conditions covering matters of the public interest not encompassed in the revised undertakings.

ACQUISITION OF THE CONSUMERS' GAS COMPANY LTD. *EBRLG 35*

British Gas plc applied to the Board on March 16, 1990, in accordance with Section 26 of the OEB Act for leave of the Lieutenant Governor in Council to offer to purchase the common shares of Consumers Gas. The offer for Consumers Gas' common shares would be made by a wholly owned Canadian subsidiary of British Gas pursuant to an agreement signed between British Gas and GW Utilities Limited (the corporate parent of Consumers Gas) on March 7, 1989.

On April 20, 1990, the Lieutenant Governor in Council issued an Order in Council requiring the Board, in accordance with Section 36 of the Act, to hold a hearing and report on certain matters related to the proposed offer.

The application and the reference were combined by the Board and the hearing commenced on June 26, 1990.

•••••••••••••••••••

NATURAL GAS RATE APPLICATIONS

CONSUMERS GAS

Main Rates Application and Board Review EBRO 464, 465

The OEB Energy Returns Officer audited Consumers Gas in 1989 and, based on his findings, the Board decided to review Consumers Gas' rates in a limited-issues hearing. On October 19, 1989, therefore, the Board issued a Procedural Order indicating its intent to hold a hearing to inquire into and determine rates for Consumers Gas for its 1990 fiscal year beginning October 1, 1989.

On December 1, 1989, Consumers Gas applied to the Board for a rate increase for its 1991 fiscal year commencing October 1, 1990. For purposes of expediency the Board decided to hear the cost of capital sections of the two cases simultaneously. The Board's review of the 1990 fiscal year was scheduled to begin in April 1990 with the review of the 1991 fiscal year following in the fall.

Heat exchanger at the Parkway Belt gate station, Consumers Gas

C-I-L

Special Rate Application EBRO 457, EBO 157

On December 12, 1988, C-I-L Inc., the largest industrial user of gas on Union's system, applied to the Board for approval of a special rate to be charged by Union for the transportation and storage of natural gas. The proposed seven-year rate had been agreed to by Union and C-I-L and was based on the costs that C-I-L would incur if it were to construct and operate its own transmission pipeline connecting its plant to the TCPL system. C-I-L submitted that it was in a position to bypass Union's distribution system if it were not granted a special rate.

A hearing was held on May 1 and 2, 1989, after evidence in Union's 1990 rate review had been heard. In its Decision with Reasons, dated December 1, 1989, the Board, noting the unique circumstances of the case, approved the special rate as proposed for the full seven-year period.

ICG

Review by the Board

ICG did not apply to the Board to adjust rates for its 1990 fiscal year. The Board's Energy Returns Officer reviewed the financial data and recommended that ICG be exempted from a public rate review.

NRG

Main Rates Application EBRO 451

NRG applied to the Board on February 19, 1988, for a rate increase for its 1989 fiscal year beginning October 1, 1988. The evidence supporting the application was not filed until March 29, 1989. In it the company projected a revenue deficiency of $468,456 based on a request for 15.96 percent return on common equity and a 30.74 percent common equity ratio.

The hearing of evidence began on June 5, 1989, and lasted three days. In its Decision with Reasons dated July 24, 1989, the Board found a revenue deficiency of $201,407 which was based on a return on common equity of 14.72 percent and a common equity ratio of 30.97 percent. The new rates became effective on August 1, 1989. The Board also expressed concern over NRG's accounting practices and urged the utility to take steps to comply with the Board's uniform system of accounts.

NORTHLAND POWER

Special Rate Application EBRO 458

Northland Power, a company in the business of designing, constructing, owning, and operating cogeneration power plants, applied to the Board on January 13, 1989, for a Board Order approving a special rate to be charged by ICG for transportation services from the TCPL system to a proposed cogeneration facility owned by it in Cochrane, Ontario. Northland resubmitted its application on August 1, 1989, with more detailed supporting information.

Northland maintained that it should receive a special rate for transportation services on ICG's system because it could reasonably construct its own pipeline and bypass ICG's system to the detriment of ICG's other customers. Although Northland noted that it would prefer to have ICG construct and operate the pipeline, it maintained that, without approval of its requested transportation rate, it might be compelled to construct its own pipeline. The rate proposed by Northland was based on an analysis of the costs it would incur if it built its own pipeline.

The hearing was held August 30 and 31, 1989. The Board's Decision denying the special rate was issued on May 24, 1990.

TECUMSEH

Main Rates Application — Interim Rate Relief EBRO 455-1, 455

On August 30, 1988, Tecumseh applied to the Board for interim rate relief for the period from September 1, 1988, to March 31, 1989. Under EBRO 455-1, the Board granted Tecumseh the rate relief to cover costs of acquiring and developing Dow-Moore storage pool.

In the same application under EBRO 455, Tecumseh requested a rate increase for its 1990 fiscal year owing to a projected revenue deficiency of $1,139,200 based on a 14.25 percent return on common equity and a 34.16 percent common equity ratio. Tecumseh had also requested that the Board finalize the interim rates established by EBRO 455-1. The hearing began on June 20, 1989, and lasted a total of five days.

In its Decision with Reasons dated August 18, 1989, the Board found a revenue deficiency of $531,700 based on a 12.5 percent return on common equity and a 34.26 percent common equity ratio. The Board finalized the EBRO 455-1 rates with no further adjustments.

Main Rates Application – Tecumseh Gas Storage Limited

	Requested	Allowed
	$000	
Rate base	90,415.2	90,126.4
Utility income	9,997.5	10,032.5
Gross revenue deficiency	1,139.2	531.7
	percentage	
Indicated rate of return	11.06	11.13
Required rate of return	12.32	11.72
Common equity ratio	34.16	34.26
Return on common equity	14.25	12.50

UNION

Main Rates Application — Fiscal 1990 EBRO 456

As noted in the 1988-89 *Annual Report*, Union Gas Limited applied to the Board on August 31, 1988, for an increase in its rates for its 1990 fiscal year based on a projected revenue deficiency of $32.065 million. The projected revenue deficiency was later amended to $16.546 million, reflecting the impact of federal tax reform and Union's updated forecast based on second-quarter results for fiscal 1989. The deficiency was based on a request for a 14.875 percent rate of return on common equity and a 29 percent equity ratio. The projected deficiency was further adjusted to $33.824 million to reflect the Board's rate reduction for the 1989 fiscal year.

On January 4, 1989, evidence began to be heard on the rate increase (phase I of the proceeding), except for rate of return issues which had been heard in November 1988 in conjunction with the review of the 1989 fiscal year. Evidence on the rate design and cost allocation (phase II of the proceeding) began on April 17, 1989.

Union constructing a NPS 42 pipeline

In its Decision dated September 26, 1989, the Board found a revenue deficiency of $22.569 million based upon a return on common equity of 13.75 percent and a 29 percent common equity ratio. In its proposals Union presented a new depreciation study which was accepted by the Board. Union also introduced a new rate class to provide short-term storage and cross-franchise transportation services. The Board accepted the cross-franchise transportation rate class as proposed and allowed Union to implement the short-term storage and transportation service on a trial basis, pending further examination in the next rate case.

Main Rates Application — Fiscal 1991 EBRO 462

Union applied to the Board on August 3, 1989, for a rate increase for its 1991 fiscal year. The Board amended Union's final submission to reflect new higher TCPL tolls and an error the Board detected in Union's final submission. Under this amended final submission, Union's projected revenue deficiency was $37.708 million based on a rate base of $1.291 billion, a rate of return on common equity of 14.5 percent and a common equity ratio of 29 percent. Recovery of this deficiency would result in a rate increase for residential customers of about 3 percent.

The hearing began on December 4, 1989, under EBRO 462, and lasted for twenty-two days. In its Decision with Reasons, dated April 9, 1990, the Board found a rate base of $1.290 billion, a return on common equity of 13.5 percent, and a total revenue deficiency of $29.232 million.

The Board approved the recovery of additional capital costs associated with Union's proposal to design a system to allow for 'loss of critical unit protection.' Under this proposal additional facilities are constructed so that the system can continue to meet its firm demands on a peak day in the event that the system's most critical unit goes out of service.

Energy Probe presented evidence at the hearing on sustainable development and environmental issues as these pertain to Union and the Board. Board staff supported many aspects of Energy Probe's evidence and proposed that the Board hold a generic hearing to examine the possible implementation of least-cost utility planning for Ontario's gas utilities so that they can consider different ways of meeting customer demand as well as environmental impacts when planning their systems. The Board announced it would call a generic hearing on these matters as soon as possible.

The Board also ordered Union to perform a number of studies for its next rates hearing. These include various cost studies to support an examination of incremental tolling methodologies and a cost-benefit analysis to measure the impact of shifting load from winter to summer.

Main Rates Application – Union Gas Limited EBRO 462

	Requested		Allowed
		$000	
Rate base	1,291,219		1,290,303
Utility income	135,731		136,501
Gross revenue deficiency	37,708		29,232
		percentage	
Indicated rate of return	10.57		10.58
Required rate of return	12.16		11.86
Common equity ratio	29.00		29.00
Return on common equity	14.50		13.50

FACILITIES APPLICATIONS

UNION

Strathroy and Beachville Expropriations EBLO 230 a-x

On February 14, 1989, the Board approved Union's application to construct two sections of NPS 42 pipeline on its Dawn-Trafalgar transmission system between the Strathroy gate station and the Lobo compressor

station and between the Beachville transmission station and the Bright compressor station. On June 27, 1989, the Board heard applications from Union to expropriate twenty-four properties to construct the pipeline.

Five parties, owning ten properties, who had not consented to easement agreements with Union appeared at the hearing. The Board, in its Decision dated July 19, 1989, indicated its preference for easement rights to be granted through successful negotiations between the parties. It found, however, that it was in the public interest to grant Union authority to expropriate the properties given the limited time available to construct the pipeline.

Dawn-Trafalgar Pipeline Expansion EBLO 234

On July 24, 1989, Union applied to the Board for leave to construct three sections of NPS 48 pipeline looping its Dawn-Trafalgar transmission system. The proposed pipeline sections include a 10.3-kilometre section from Union's Kirkwall valve site to its Hamilton valve site, an 11-kilometre section from Milton to the Parkway compressor station, and a 48.5-kilometre section linking the Lobo compressor station to the Beachville transmission station. The two shorter sections would complete the third looping of the Dawn Trafalgar system while the longer section represents the beginning of a fourth looping.

Under the Intervenor Funding Act, an intervenor group representing several landowners with property along the proposed Lobo-to-Beachville loop was given funding to represent their interests in the case.

As proposed by Union the Board decided to hear the application in two phases. Phase I, which dealt with the two smaller segments, began on November 22, 1989, and phase II, which dealt exclusively with the Lobo-to-Beachville loop, commenced on February 6, 1990. In its phase I Decision, dated March 1, 1990, the Board approved the construction of the Kirkwall-to-Hamilton section and deferred the Milton-to-Parkway section to its phase II Decision, which was still pending at the close of the Board's fiscal year.

Enniskillen Field Compressor Station; field compressors are used to inject natural gas into Union's storage reservoirs.

CONSUMERS GAS / ICG

Horseshoe Valley service EBLO 232, EBC 139-B

On March 28, 1989, Consumers Gas applied to the Board for leave to construct a NPS 4 pipeline to serve the Horseshoe Valley area in Oro Township. On April 26, 1989, ICG applied to the Board for variance of its existing limited Certificate of Public Convenience and Necessity for Oro Township, EBC 139-A, to enable it to expand service in the Horseshoe Valley area.

The Board combined the two applications into one hearing, and in its Decision with Reasons, dated September 6, 1989, the Board granted Consumers Gas leave and denied ICG's application to vary.

Parkway Belt West EBLO 235

On September 28, 1989, Consumers Gas applied to the Board for leave to construct 13 kilometres of NPS 36 pipeline in the Parkway Belt West. Consumers Gas indicated that the pipeline was in the public interest for reasons of safety and security of supply.

The application was heard on March 20, 1990, and the Board's Decision with Reasons on May 4, 1990, approved the construction.

GAS STORAGE AND DRILLING PERMIT APPLICATIONS

UNION

Sombra Pool Drilling Permits EBRM 94

On December 22, 1988, the Minister of Natural Resources directed the Board to report on ten applications by Union for permits to drill wells in the Sombra pool designated gas storage area. Granting of the drilling permits was opposed by a landowner on whose property seven wells were to be located. Therefore, the Board held a public hearing to consider the applications; it began on April 24, 1989, and lasted three days.

In its Report dated June 1, 1989, the Board found that Union had justified its applications for drilling permits and recommended the permits be issued subject to certain conditions.

Chris Mackie, project manager, engineering, discussing land users' concerns

BARNES

Permit to Drill Disposal Well — Zone Pool EBRM 93

On September 30, 1988, the Minister of Natural Resources directed the Board to report on an application by Mr Lonnie Barnes to drill a brine disposal well situated above the Zone Pool which lies within a designated storage area. The Board heard the application on October 17, 1989, and approved the application subject to certain conditions.

DOW CHEMICAL

Permit to Drill and Inject EBRM 96

On April 20, 1989, the Minister of Natural Resources referred to the Board applications by Dow Chemical Canada Inc. for nine permits to inject water into an underground formation, for the purpose of producing brine. A hearing was held on March 8, 1990. In a Report dated April 5, 1990, the Board approved the drilling and injection program for a five-year period.

CONSUMERS GAS, PEMBINA EXPLORATION, AND DEVRAN PETROLEUM

Spacing Unit and Manager Designation — Romney 6-13-IV Pool EBO 159

An application was filed with the Board by Consumers Gas, Pembina Exploration Limited, and Devran Petroleum Limited on January 26, 1989, to join the various interests within a spacing unit regarding the Romney 6-13-IV pool. The entire pool is subject to the spacing requirements established by Ontario Regulation 55/89, approved on January 27, 1989. On March 18, 1989, Farmers Oil and Gas became an interested party when it acquired the petroleum and gas leases on the area in the spacing unit which was previously unleased.

The Board in its Decision with Reasons dated June 13, 1989, approved the compulsory pooling application with Consumers Gas receiving a 75 percent interest and Farmers Oil and Gas receiving 25 percent. Consumers Gas was designated the operator of the spacing unit. The Board also directed that the maximum drilling and completion costs towards which Farmers will pay 25 percent would be $522,000. If Farmers elects not to contribute its share of the drilling costs, a penalty of 50 percent of the

drilling and completion costs plus interest was approved, to be recovered from the net production revenue.

CLEARBEACH RESOURCES

Designated Manager — West Becher Pool and Clearville Pool EBO 164, 165

Clearbeach Resources Inc. applied to the Board to be designated manager of the West Becher Pool and the Clearville Pool replacing Murphy Oil Company Ltd. The application arose from a purchase and sale agreement entered into by Clearbeach and Murphy on April 3, 1989.

The hearing was held in Chatham, Ontario, on October 23 and 24, 1989, and in Toronto on October 26, 1989. In its Decision with Reasons, dated December 11, 1989, the Board ruled that although Clearbeach had failed to satisfy the Board on all of the agreed criteria, it should be allowed to operate the pools, subject to conditions of approval which require the applicant to report to the Board on the operating history of all of its pools during 1989 and 1990.

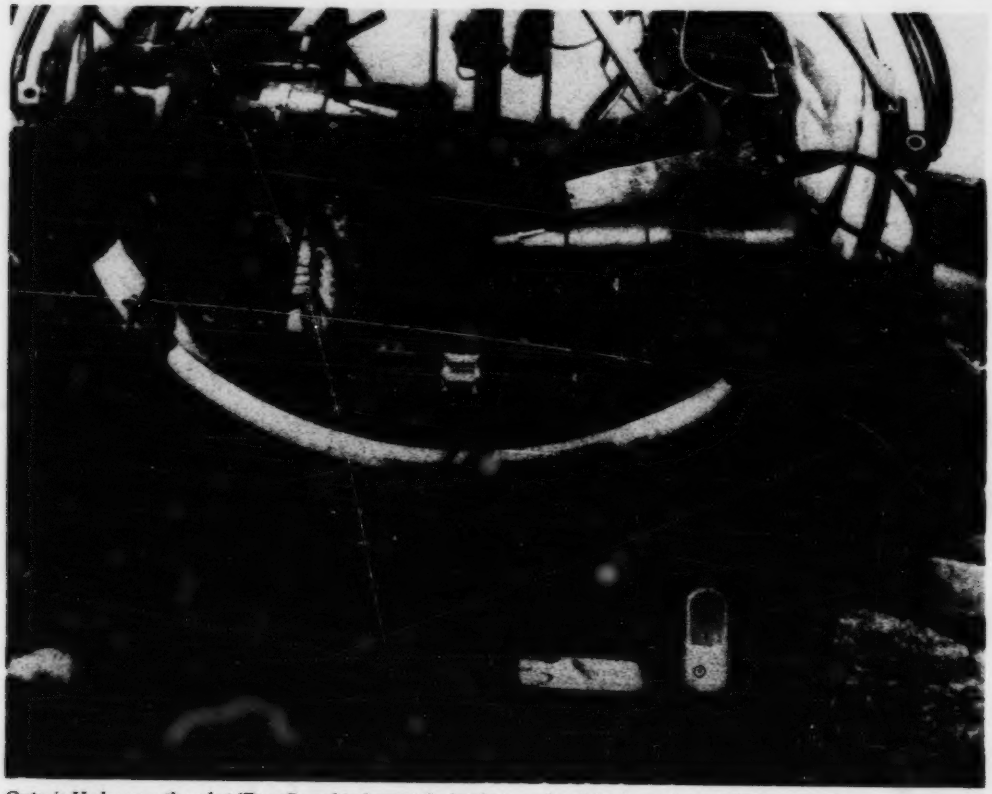
ICG

Designation of the Oil Springs East Pool and Leave to Construct EBO 167, EBLO 233

ICG applied to the Board on June 5, 1989, to designate a depleted gas reservoir known as the Oil Springs East Pool as a gas storage area. At the same time it requested authorization to inject gas into, store it in, and remove it from the pool, and applied for leave to construct a gathering system and transmission pipeline originating at the pool and extending to Union's Dawn-Trafalgar transmission line. The hearing was held in Sarnia, Ontario, on November 14 to 16, 1989.

In its Report to the Lieutenant Governor in Council on December 6, 1989, the Board found that the pool was suitable for storage and accepted the boundary proposed by ICG. The storage pool was subsequently designated by Ontario Regulation 690/89.

With respect to the application for authorization to use the pool, the Board, in its Decision with Reasons dated February 8, 1990, stipulated conditions of approval to limit the ultimate operating pressure of the pool and to improve the measures suggested to protect the environment. The Board also granted the approvals required for construction of the transmission line and gathering system.



Ontario Hydro uses the robot 'Deep Rover' to inspect the intake tunnel and discharge duct at the Bruce nuclear generating station.

GLOSSARY OF TERMS AND ACRONYMS

Argument The final step in a hearing, during which participants summarize their positions on various matters of concern based on the evidence adduced.

Bcf One billion cubic feet, a measure of gas equivalent to 28.328 million cubic metres.

Board Order A legal document directing the implementation of a Board Decision. An Order is binding on the indicated parties.

Board Recommendation Usually contained in a Board report to a minister or to the Lieutenant Governor in Council, on Ontario Hydro or some other energy-related matter. Board recommendations are not binding except in matters set out under Section 23 of the Ontario Energy Board Act.

Bulk Power Rates Wholesale electricity rates to municipalities and certain industrial customers of Ontario Hydro having an average annual power demand of 5,000 kilowatts or more.

Buy/Sell Agreement Arrangement whereby an end-user purchases gas from a producer and then sells it to the local distribution utility which comingles that gas with other supplies. The end-user then buys gas from the local utility in the usual manner. The difference between the price paid to the producer and the price received from the local utility, minus any transportation costs, accrues to the end user.

Bypass The total avoidance of the local distribution company's system for the transportation of gas.

Commodity Charge A charge per unit volume of gas actually taken by the purchaser, as distinguished from a demand charge which is a constant charge based on the maximum volume a buyer has the right to take whether or not any gas is taken in a given period.

Contract Carriage Transportation service provided for the transport of gas not owned by the transporting pipeline company; contract carriage rates are sometimes referred to as T-rates.

Contract Demand (CD) Gas which a utility or a customer has the contractual right to demand on a daily basis from the supplier of the gas.

Demand Charge A monthly charge which normally covers the fixed costs of the system. The demand charge is based on the daily contracted volume and is payable regardless of volumes taken.

Designated Gas Storage Area A land area containing geological formations into which the Board may authorize a person to inject, store, and remove gas. Injection of gas for storage into any geological formation outside a designated storage area is prohibited under Section 20 of the Ontario Energy Board Act.

Direct Sales Purchases of natural gas supply negotiated between producers and end-users at prices excluding transportation; pipeline transportation arrangements must be negotiated separately with TCPL and the local distribution utility.

Gigajoule (GJ) A measure of energy content in fuel. A typical residential consumer of gas might use about 130 gigajoules per year for household heating (one GJ of thermal energy equals approximately 0.95 million cubic feet of natural gas).

GWh Gigawatt hour

Incremental Tolling Transport tolls based on the incremental cost of providing the service.

Interrogatories Written requests for the supply of additional information, or clarification of information already received.

Intervention Notice of intent to participate in hearings, stating the interest in the proceeding. The person or group is called an intervenor.

LDC Local distribution company

Non-Utility Generation (NUG) Generation of electricity by a privately owned company.

NPS Nominal pipe size; for example, NPS 24 refers to a pipe with an approximate exterior diameter of 610 mm or 24 inches.

Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC) An interministerial committee, chaired by a member of the OEB staff, and including designates from those ministries of the Ontario government which collectively have a responsibility to ensure that pipeline construction and operation have minimum undesirable impact on the environment. The environment, perceived in a broad sense, covers agriculture, parklands, forests, wildlife, water resources, social and cultural resources, public safety, and landowner rights.

Rate Base The amount that a utility has invested in assets that are used or are useful in providing service, minus accumulated depreciation, plus an allowance for working capital and any other items which the Board may determine. Rate base may also be net of accumulated deferred income taxes.

Rate of Return on Common Equity Utility income, after tax, expressed as a percentage of the amount of common equity approved for inclusion in the utility's capital structure.

Rate of Return on Rate Base The income, after tax, that a utility is allowed to earn expressed as a percentage of the rate base. Note that this return is not guaranteed to the utility. Rather, this is the return that the company has a reasonable opportunity to earn given forecast conditions.

Revenue Requirement The allowed expenses of the utility are added to the allowed return on rate base to obtain the amount of revenue the utility must recover through rates to cover its costs of providing service.

Spacing Unit A prescribed area (generally 50 acres) established by regulation for the purpose of drilling a well for the production of oil and gas.

System Gas Gas supplied under contract to TCPL by gas producers.

TCPL TransCanada PipeLines Limited

Test Year A prospective period of twelve consecutive months (usually the company's next full fiscal year) for which projections of revenues, costs, expenses, and rate base are examined by the Board in order to set rates which will allow the utility the opportunity to earn a reasonable rate of return.

Throughput Gas sales, direct purchase and transportation volumes, and, where applicable, storage volumes.

Unbundled Rate A rate for an individual, separate component of service offered by a distributor, as opposed to a rate which combines the costs of a variety of component services.

WMGL Western Marketing Group Limited

1 9 8 9 - 1 9 9 0

COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

RAPPORT ANNUEL

Ontario

TABLE DES MATIÈRES

MESSAGE DE LA PRÉSIDENTE 3

INTRODUCTION 5

STRUCTURE 11

AUDIENCES PUBLIQUES 12

RÉCAPITULATION DES ACTIVITÉS 14
- Examen de la demande d'Ontario Hydro 16
- Autres affaires renvoyées à la Commission 17
- Demandes de révision des tarifs du gaz naturel 19
- Demandes relatives à des installations 24
- Demandes de permis de stockage et de permis de forage 26

LEXIQUE DE TERMES ET SIGLES 28

Les bureaux de la Commission de l'énergie de l'Ontario sont situés au
2300, rue Yonge
Bureau 2601
Toronto, Ontario
(416) 481-1967

On peut se procurer des exemplaires du présent rapport et d'autres publications de la Commission à la librairie du gouvernement de l'Ontario au 880, rue Bay, Toronto, tél. (416) 965-2054.

Les personnes habitant à l'extérieur de Toronto peuvent s'adresser au Service des publications, ministère des Services gouvernementaux, 880, rue Bay, 5e étage, Toronto (Ontario) M7A 1N8. Pour les appels interurbains sans frais, composez le 1-800-668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographies fournies par : Vincenzo Pietropaolo (présidente, membres et personnel de la Commission); Peter O'Dell (personnel de la Commision) ; Ontario Hydro (centrales électriques) ; The Consumers' Gas Company Ltd. et Union Gas Ltd (installations de gaz naturel)

Ontario

Minister
Ministre

Ministry
of
Energy

Ministère
de
l'Énergie

Queen's Park
Toronto, Ontario
M7A 2B7
416/965-4286
Telex 06217880

Queen's Park
Toronto (Ontario)
M7A 2B7
416/965-4286
Télex 06217880

A son honneur Lincoln M. Alexander
Lieutenant-gouverneur de la
province de l'Ontario

J'ai l'honneur de présenter le rapport annuel de la Commission de l'énergie de l'Ontario décrivant les diverses activités de l'exercice 1989-90.

Veuillez agréer, votre honneur, l'assurance de ma très haute considération.

Le ministre de l'Énergie
J. Carter

MESSAGE DE LA PRÉSIDENTE

S.J. Wychowanec, c.r., présidente de la Commission

Au cours des années 80, l'industrie ontarienne du gaz naturel a été influencée par deux événements importants sur lesquels elle n'a eu pratiquement aucune prise : l'introduction en octobre 1980, par le gouvernement fédéral, du Programme énergétique national (PEN), et la conclusion, en 1985, de l'Accord sur les marchés et les prix du gaz naturel, signé par le gouvernement fédéral et les provinces productrices de l'Ouest canadien.

Le prix de vente du gaz aux distributeurs locaux, qui avait été réglementé par le PEN, s'est trouvé brusquement libéré par l'accord. Le fait que les compagnies de services publics et la Commission aient réussi, sans modification de la législation existante, à s' adapter à de pareils changements et à faire face aux profondes répercussions qu'ils ont eues, démontre bien la souplesse du cadre réglementaire en place dans la province. Non seulement les compagnies de distribution de gaz naturel peuvent-elle prospérer en Ontario, mais elles sont aussi à même d'offrir un service de haute qualité à leurs abonnés.

Pendant les années 80, les trois principales compagnies de services publics de l'Ontario ont changé de mains avec une fréquence inusitée, et elles ont conclu des « engagements » avec le lieutenant-gouverneur en conseil. Une compagnie qui signait un tel accord s'engageait, de même que sa société mère et toute société de holding dont elle relevait, à ne pas se lancer sans l'accord de la Commission dans des entreprises relevant du secteur non réglementé, et à mener ses activités de service public conformément aux exigences du lieutenant-gouverneur en conseil.

Au cours de la décennie qui commence – que l'on appelle déjà la « décennie verte » – les conditions d'un développement durable, le réchauffement de la planète et les économies d'énergie seront au premier plan des préoccupations. Il ne fait aucun doute que les considérations écologiques tiendront une place de plus en plus importante dans la conduite des affaires, et qu'elles auront un impact considérable sur les compagnies de gaz naturel de l'Ontario, ainsi que sur Ontario Hydro.

Le mouvement d'opinion en faveur de la protection de l'environnement va contribuer à élargir le marché des compagnies de distribution de gaz, mais il encouragera aussi les économies d'énergie. L'accroissement de la capacité de transport et de stockage revêtira une importance croissante dans les années 90, mais il faudra aussi tenir dûment compte des préoccupations des propriétaires terriens concernés par la construction des gazoducs et l'aménagement des réservoirs de stockage. Concilier ces principes, ces forces et ces intérêts contradictoires dans les limites de la réglementation : tel est le défi que devront relever la Commission et les entreprises dont elle réglemente les activités.

Le résumé des décisions prises par la Commission pendant le dernier exercice financier – en particulier sur les questions d'évitement – montre bien que la déréglementation continue d'avoir des retombées. Après avoir examiné pour la première fois un projet de cogénération (proposé par *ICG Utilities (Ontario) Ltd* et Boise Cascade Canada), la Commission a noté qu'il était certes louable d'encourager la production d'électricité par des entreprises autres que des compagnies de services publics, mais que cette formule de production pouvait se trouver en contradiction avec le principe de la spécificité du service public. La Commission a examiné plusieurs demandes de forage exploratoire pour la recherche, dans le Sud-Ouest de l'Ontario, de formations géologiques se prêtant à l'aménagement de réservoirs de stockage. Les *Directives environnementales* établies par la Commission pour la localisation, la construction et l'exploitation des gazoducs et oléoducs ont été appliquées *mutatis mutandis* aux demandes de permis de forage. La Commission a en outre autorisé la construction du premier tronçon d'un gazoduc de 48 pouces de diamètre qui traversera le Sud-Ouest de l'Ontario. Il s'agit là aussi d'une première, car les propriétaires terriens concernés ont bénéficié de l'aide financière accordée aux intervenants et ont pu ainsi défendre pleinement leurs intérêts lors de l'audience.

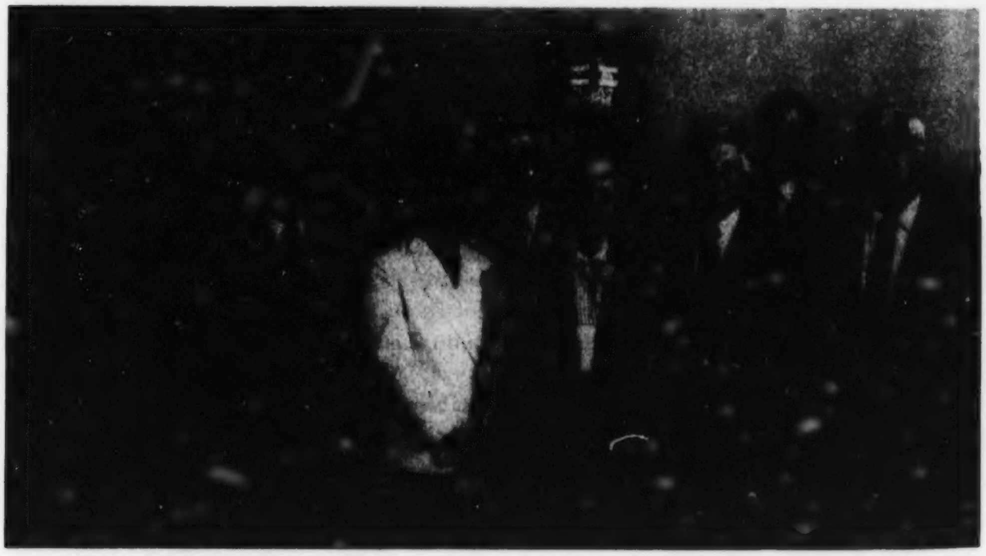
Une autre première à signaler est la décision prise par la Commission de consacrer une audience générale à la mise en oeuvre éventuelle, par les compagnies de distribution de gaz de l'Ontario, d'un système de planification fondé sur le principe du moindre coût, qui permettrait de tenir compte, lors de la planification des réseaux de distribution, des exigences des consommateurs et des effets sur l'environnement. L'audience générale devrait normalement se tenir au début de 1991.

La Commission a également soumis son rapport annuel sur le relèvement des tarifs de vente en gros d'électricité d'Ontario Hydro. Elle ne s'est pas bornée à faire des recommandations sur le relèvement à opérer; elle a aussi suggéré de procéder à un examen public de la méthode de comptabilisation des sommes économisées par Ontario Hydro, à qui elle a recommandé d'encourager davantage les économies d'électricité, et de réexaminer sa politique en matière de bénéfice net.

Ainsi, pendant l'exercice 1989-1990, la Commission a non seulement réglé des questions tarifaires qui reviennent régulièrement à son ordre du jour, mais elle a aussi abordé de nouvelles questions dont l'importance ira croissant. La principale mission de la Commission – réglementer les activités d'un monopole naturel – est en cours d'évolution. En réglementant les tarifs, la Commission ne doit pas seulement faire en sorte que les compagnies, en échange de la garantie d'un rendement satisfaisant, offrent aux consommateurs un service de qualité à des prix raisonnables sans exercer de discrimination; elle se doit aussi de repérer et de soutenir les mesures propres à favoriser les économies d'énergie et à rationaliser l'utilisation de l'énergie.

Les compagnies de services publics et la Commission auront de nombreuses questions à résoudre au cours de la décennie qui commence. J'ai la certitude qu'elles y réussiront.

La présidente,
S.J. Wychowanec, c.r.



Les membres de la Commission au 31 mars 1990. De gauche à droite : R.R. Perdue, M.L. Kliman, R.M.R. Higgin, C.W.W. Darling, V.W. Bielski, O.J. Cook, S.J. Wychowanec (présidente), D.A. Dean, R.D. Walker, C.A. Wolf Jr.

INTRODUCTION

Le gaz naturel revêt une grande importance pour l'Ontario, tant comme source d'énergie que comme matière première dans diverses industries, notamment celle des produits chimiques. Le gaz naturel constitue le principal combustible de tous les secteurs de l'économie, excepté celui des transports, et il est le combustible privilégié pour le chauffage de l'eau et des locaux dans la province. En fait, l'Ontario utilise plus de gaz naturel que toute autre province, sa consommation représentant environ 41 pour 100 du total de la demande de gaz naturel canadien. Le gaz représente quelque 30 pour 100 de l'énergie consommée dans la province, tandis que l'électricité, dont la popularité va croissant, représente 18 pour 100 environ. Les combustibles et carburants liquides (pétrole et liquides du gaz naturel), le charbon et le bois viennent compléter la liste des sources d'énergie utilisées dans la province.

La Commission de l'énergie de l'Ontario est chargée de réglementer l'industrie du gaz naturel en fixant les tarifs, en autorisant la construction des lignes de transport et en avalisant les accords de concession. En outre, la Commission fournit des conseils au ministre de l'Énergie sur des questions générales touchant l'industrie du gaz naturel, de même que sur des aspects intéressant Ontario Hydro. Dans tous les cas qui lui sont soumis, la Commission veille à l'équité des tarifs, à la sécurité des approvisionnements et à la sauvegarde de l'intérêt public.

Le présent rapport décrit le mandat de la Commission, ainsi que son rôle et ses obligations. Il contient une liste de toutes les activités menées durant l'exercice écoulé, dont certaines sont présentées dans leurs grandes lignes.

MANDAT

La Commission de l'énergie de l'Ontario a été créée en 1960 à titre d'organisme officiel et impartial chargé de réglementer divers aspects de l'industrie ontarienne du gaz naturel. Outre ses fonctions de réglementation, la Commission, à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil, du ministre de l'Énergie ou du ministre des Richesses naturelles, formule des recommandations sur diverses questions relatives à l'énergie, par exemple les modifications apportées par Ontario Hydro à ses tarifs de vente en gros. Dans toutes ses activités, la Commission de l'énergie de l'Ontario vise avant tout à servir le public et à protéger ses intérêts.

La plupart des responsabilités et pouvoirs de la Commission sont énoncés dans la *Loi sur la Commission de l'Énergie de l'Ontario* et, accessoirement, dans six autres lois, à savoir :

- la *Loi sur les concessions municipales;*
- la *Loi sur les richesses pétrolières;*
- la *Loi sur les services publics;*
- la *Loi sur l'évaluation foncière;*
- la *Loi sur la Société du chauffage par district de Toronto;*
- la *Loi de 1988 sur le projet d'aide financière aux intervenants.*

La *Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants* a été proclamée le 1^er^ avril 1989 par le lieutenant-gouverneur en conseil. Ce projet pilote, d'une durée de trois ans, prévoit un mécanisme pour financer d'avance le recours des intervenants qui comparaissent devant certaines instances officielles, y compris la Commission de l'énergie de l'Ontario. Il prescrit les critères sur lesquels doit s'appuyer le comité d'examen établi en vertu de la Loi lorsqu'il décide d'approuver ou de rejeter une demande d'aide financière présentée par un intervenant.

RÔLE ET RESPONSABILITÉS

FIXATION DES TARIFS DU GAZ NATUREL

Toutes les compagnies de gaz naturel vendent et transportent du gaz dans les régions de la province où elles détiennent une concession. Le marché de l'énergie est désormais soumis aux lois de la concurrence, car les acheteurs peuvent traiter directement soit avec les producteurs de gaz, soit avec les distributeurs, ou encore choisir une autre source d'énergie. Du fait que le transport du gaz nécessite un vaste réseau de pipelines et d'installations de stockage, le monopole demeure la plus efficace des formules puisqu'il ne tolère pas le double emploi et empêche les augmentations tarifaires qui auraient lieu autrement.

En Ontario, les tarifs applicables à la vente du gaz doivent être approuvés par la Commission. Les distributeurs de gaz sont tenus de soumettre leurs projets de tarifs à l'approbation de la Commission, qui les examine en général une fois par an. Les tarifs de chaque compagnie sont fixés à l'issue d'une audience publique. La durée d'une audience peut être de trois à quatre semaines.

Les tarifs ne sont pas les mêmes pour les consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels. Lorsqu'elle établit les tarifs, la Commission tient compte des coûts associés aux fluctuations de la demande des différentes catégories de consommateurs. Ainsi, la demande de gaz naturel utilisé pour le chauffage résidentiel varie en fonction des conditions météorologiques et de la période de la journée. Par conséquent, il en coûte plus cher, par unité, d'approvisionner les abonnés résidentiels que les industries, ces dernières consommant de plus grandes quantités de gaz à des volumes plus constants.

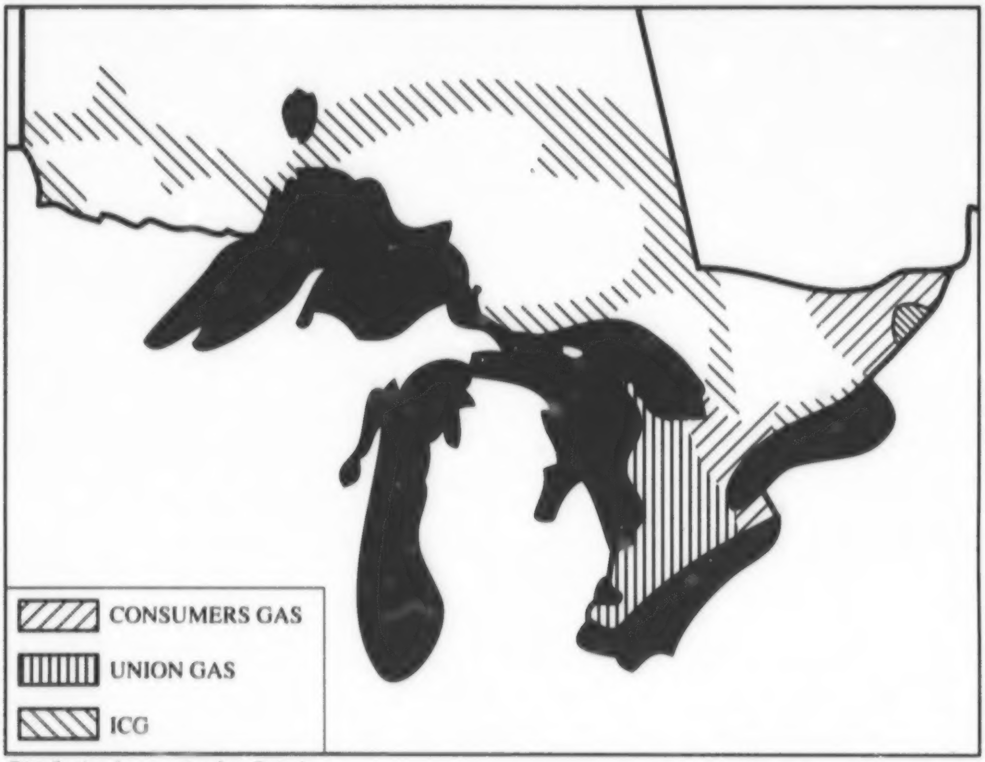
La Commission s'efforce de réaliser un équilibre entre les prix que doivent payer les consommateurs, d'une part, et le rendement que les actionnaires de chaque compagnie sont autorisés à tirer de leur investissement, d'autre part. Les tarifs doivent être « justes et raisonnables » pour les clients comme pour les actionnaires. Avant d'arrêter une décision, la Commission prend en considération les dépenses antérieures, actuelles et futures, la conjoncture, les prévisions, les tendances économiques et les recettes escomptées par les compagnies.

La Commission peut accorder un redressement tarifaire provisoire aux compagnies ou aux consommateurs lorsque les frais ou les revenus d'une compagnie de services publics subissent ou sont sur le point de subir des modifications importantes. En pareil cas, ces rajustements peuvent faire l'objet d'une audience spéciale qui dure généralement un jour ou deux. Les tarifs provisoires sont sujets à révision et ne deviennent définitifs qu'à partir du moment où la Commission rend sa décision finale et émet une ordonnance.

Dans le cadre des audiences relatives aux tarifs, la Commission doit non seulement s'assurer que les compagnies de services publics pratiquent des tarifs raisonnables, mais encore que le service fourni est de qualité satisfaisante.

Construction d'un pipeline NPS 36; la grue latérale soutient une section enrobée de béton avant submersion dans un réservoir.

Christiane Wong, Ena Petersen-Trajkov et Veronica Daniel, trois membres du personnel de soutien.



Distribution du gaz naturel en Ontario

The Consumers' Gas Company Ltd est le plus important distributeur canadien de gaz naturel et dessert quelque 1 019 620 consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels dans le Sud, le Centre et l'Est de l'Ontario. Par le biais de sociétés affiliées ne relevant pas de la compétence de la Commission, *Consumers* distribue également du gaz dans l'Ouest du Québec et le Nord de l'État de New York. Au 30 septembre 1989, date de clôture de son dernier exercice financier, sa base de tarification se chiffrait à 1,494 milliard de dollars. Le volume total de gaz débité par *Consumers* durant cet exercice a été de 10,472 milliards de mètres cubes, ses recettes totales se montant à 1,8 milliard de dollars. Le 7 mars 1990, la compagnie *British Gas plc* a annoncé qu'elle avait l'intention d'acquérir toutes les actions ordinaires de *Consumers Gas*. La Commission a entrepris un examen de la transaction prévue et a organisé des audiences publiques qui ont commencé le 26 juin 1990.

Union Gas Limited, deuxième compagnie de distribution ontarienne par ordre d'importance, approvisionne les consommateurs du Sud-Ouest de la province. Elle exploite aussi un réseau de pipelines, d'installations de stockage et de stations de compression pour le compte de clients et d'autres entreprises de services publics dans l'Est de l'Ontario et au Québec. Au 31 mars 1990, sa base de tarification s'établissait à environ 1,15 milliard de dollars. Elle comptait plus de 596 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels, et son réseau aura débité un volume total estimé à 15,9 milliards de mètres cubes pendant l'exercice financier 1989, y compris le gaz acheminé pour le compte d'autres compagnies distributrices. Le volume total de gaz livré à des clients s'occupant de distribution (c'est-à-dire à des compagnies qui vendent ou transportent du gaz) atteignait 8,2 milliards de mètres cubes. Pendant le même exercice, *Union Gas Ltd.* a réalisé des recettes totales de 1,2 milliard de dollars.

ICG Utilities (Ontario) Ltd approvisionne en gaz une centaine de collectivités du Nord-Ouest, du Nord et de l'Est de l'Ontario. Son réseau de distribution se compose d'environ 6 142 kilomètres de pipelines raccordés à plus de 76 points de livraison sur le réseau de transport de TransCanada PipeLines (TCPL). Il s'agit en fait d'une série d'embranchements le long du réseau ontarien de TCPL, de Kenora aux rives du lac Ontario et jusqu'au Saint-Laurent. Au 31 décembre 1989, la base de tarification moyenne d'ICG se chiffrait à plus de 411 millions de dollars. Pour approvisionner quelque 175 000 abonnés, ICG a acheminé en tout 3,568 milliards de mètres cubes. Les recettes totales d'ICG durant l'exercice 1989 ont atteint environ 506 millions de dollars.

Natural Resource Gas Limited (NRG) est une petite entreprise de services publics fournissant du gaz à 2 028 abonnés de la région d'Aylmer. Au 30 septembre 1989, NRG avait une base de

tarification moyenne de 3,313 millions de dollars, et le volume total de ses ventes était de 12 274 millions de mètres cubes. La compagnie affichait des recettes d'environ 3,113 millions de dollars pour son exercice financier 1989.

Tecumseh Gas Storage Limited exploite des réservoirs de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de l'Ontario. Contrôlée conjointement par la Compagnie pétrolière impériale et *Consumers*, et exploitée exclusivement par *Consumers Gas*, cette compagnie a réalisé des recettes d'environ 19 millions de dollars pendant son exercice financier. *Consumers Gas* et *Union* sont les seuls clients de Tecumseh.

EXAMEN DES TARIFS D'ONTARIO HYDRO

Les tarifs de vente en gros d'électricité d'Ontario Hydro (applicables aux municipalités et à certains consommateurs industriels) sont établis par le Conseil d'administration de la société. Toutefois, lorsqu'Ontario Hydro désire modifier ses tarifs, elle doit soumettre une proposition en ce sens au ministre de l'Énergie, qui saisit la Commission du dossier en lui fournissant toutes les données techniques et financières pertinentes. À l'issue d'une audience publique qui débute généralement fin mai ou début juin et qui dure environ quatre semaines, la Commission rédige un rapport assorti de recommandations qu'elle remet au ministre de l'Énergie au plus tard le 31 août de chaque année. Le rôle de la Commission étant consultatif, ses recommandations n'ont pas force exécutoire pour Ontario Hydro.

Ontario Hydro est la plus importante société d'État en Ontario. Au 31 décembre 1989, elle possédait un actif de 36,28 milliards de dollars et desservait, directement ou indirectement, plus de 3,55 millions de clients, dont 85 pour 100 d'abonnés résidentiels. La vente de 134 000 GWh dans la province et de 2 300 GWh à l'exportation lui a permis d'enregistrer des recettes de 6,3 milliards de dollars.

RENVOIS ET AUDIENCES GÉNÉRALES

Le lieutenant-gouverneur en conseil, le ministre de l'Énergie et le ministre des Richesses naturelles peuvent demander à la Commission de tenir une audience publique sur une question précise et de leur faire rapport. Ces renvois portent d'ordinaire sur des questions liées à l'énergie et suscitent souvent un vif intérêt parmi le public. Là encore, la Commission joue un rôle consultatif, sans plus.

Le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire d'Ontario Hydro à Darlington.

Par ailleurs, en cas de changement de propriétaire d'une entreprise de services publics, la Commission peut être appelée à tenir une audience et à faire rapport. L'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil est obligatoire lorsqu'une entreprise de services publics exprime l'intention de vendre ses biens ou de fusionner avec une autre entreprise à vocation semblable, et lorsqu'un particulier compte acheter plus de 20 pour 100 des actions d'une entreprise de services publics, quelle que soit la catégorie d'actions en cause. La Commission peut recommander qu'il n'y ait pas d'audience, ou peut au contraire tenir une audience et présenter son rapport et ses recommandations au lieutenant-gouverneur en conseil.

La Commission peut aussi, de sa propre initiative, tenir des audiences générales pour examiner des questions qui relèvent de ses compétences. Ces audiences visent généralement à faire la lumière sur des tendances nouvelles ou sur des domaines qui présentent un intérêt croissant, et examinent une question dans un contexte plus global que ne le permettrait une audience ponctuelle.

APPROBATION DE NOUVELLES INSTALLATIONS

Les compagnies désireuses de construire un pipeline pour le transport de gaz naturel en Ontario doivent obtenir l'autorisation de la Commission. En outre, tous les projets de construction sont examinés par le Comité ontarien de coordination des pipelines (COCP), organisme interministériel chargé des questions de sécurité et des répercussions environnementales relatives à la construction des pipelines. Placé sous la présidence d'un membre de la Commission, le COCP se compose de représentants des ministères de l'Agriculture et de l'Alimentation, de l'Énergie, de l'Environnement, de la Consommation et du Commerce, des Richesses naturelles, de la Culture et des Communications, des Affaires municipales et des Transports. Se joignent aussi au comité, s'il y a lieu, les représentants d'organismes régionaux que les compagnies de gaz naturel consultent aux premiers stades de leurs travaux de planification.

Catherine Haza, stagiaire d'été, et Patricia Drennen, chef de bureau, dans la bibliothèque de la Commission.

Le COCP tâche de s'assurer que la construction des pipelines n'entraîne pas, à long terme, des conséquences néfastes pour l'environnement, et que les perturbations à court terme restent minimes pendant les travaux. Ce faisant, le comité étudie chaque proposition, examine les divers tracés et emplacements possibles, et règle toutes les questions soulevées avant qu'une demande officielle d'autorisation de construire ne soit présentée à la Commission.

Lorsqu'elle reçoit une telle demande, la Commission doit décider si le projet sert effectivement les intérêts du public, après l'avoir examiné du point de vue de la sécurité, de la rentabilité, des retombées pour la collectivité, de la sécurité d'approvisionnement, des avantages pour la compagnie et des incidences environnementales. La brochure de la Commission de l'énergie de l'Ontario intitulée *Directives environnementales applicables à la localisation, la construction et l'exploitation des canalisations de transport d'hydrocarbures en Ontario,* énonce tous les critères à respecter. Cette publication a été élaborée de concert avec les ministères et organismes provinciaux intéressés par la construction des pipelines. Ce document, dont la version définitive a été réalisée et distribuée en janvier 1990, contient les toutes dernières normes et pratiques appliquées par chaque ministère en matière de protection de l'environnement. Les *Directives environnementales* accordent aussi au public une place plus importante dans la planification des projets de pipelines.

Lorsqu'elle accorde son approbation à un projet, la Commission émet une ordonnance accordant l'autorisation de construire. Elle autorise également les expropriations nécessaires à l'installation des pipelines et des installations connexes, et son consentement est exigé lorsqu'un pipeline doit traverser une autoroute, une ligne à haute tension ou un fossé.

APPROBATION DES ACCORDS DE CONCESSION

Toute municipalité peut accorder à la compagnie de gaz de son choix le droit de fournir un service sur son territoire et d'utiliser les emprises routières. Mais avant que puisse être adopté le règlement municipal dont dépend l'attribution de la concession, la Commission doit approuver les conditions afférentes à l'accord de concession.

Bon nombre des accords actuels remontent à plus de trente ans. Étant donné les changements considérables qui sont survenus depuis lors, les négociations entre une municipalité et une compagnie de services publics peuvent être longues et difficiles. C'est pourquoi le Comité des accords de concession a été créé en 1985 en vue de rédiger un modèle d'accord dont s'inspireraient tous les accords nouveaux ou reconduits. Le modèle, qui est entré en vigueur en 1988, établit les conditions types devant présider à la distribution du gaz, à l'utilisation des emprises routières, aux autorisations de travaux, et à la remise en état des terres une fois la construction achevée.

En 1989-1990, la Commission a examiné 52 demandes de renouvellement de concessions reprenant les termes du modèle d'accord, ce qui a permis de réaliser des économies de temps et d'argent considérables.

CERTIFICATS DE COMMODITÉ ET D'UTILITÉ PUBLIQUES

Nul ne peut construire un ouvrage d'approvisionnement en gaz sans l'autorisation préalable de la Commission. Délivrée sous forme de certificat, cette autorisation n'est consentie que si la commodité et l'utilité publiques semblent la justifier.

STOCKAGE DU GAZ NATUREL

L'aptitude à stocker le gaz est essentielle au bon fonctionnement du réseau de distribution de l'Ontario. Les réservoirs de stockage constituent donc une ressource naturelle très importante pour l'économie de la province. La plupart des emplacements de stockage sont d'anciens gisements de gaz situés dans le Sud-Ouest de la province. Ils sont utilisés par les transporteurs et les distributeurs pour répondre aux fluctuations de la demande et aux situations d'urgence. En règle générale, le gaz est stocké pendant l'été alors que la demande est relativement faible, pour être récupéré en période hivernale lorsque la demande est très forte. Grâce à ce système, le réseau de distribution du gaz provenant de l'Ouest canadien peut fonctionner efficacement.

En vertu de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, il est interdit de stocker du gaz dans une formation géologique à moins qu'il ne s'agisse d'un emplacement conforme à la description figurant dans le Règlement 700 des Règlements refondus de l'Ontario, 1980. Lorsqu'elle étudie une demande visant l'aménagement d'un réservoir naturel de stockage, la Commission doit déterminer si la structure géologique se prête à l'usage proposé et, dans l'affirmative, en définir les limites géographiques; elle établit en outre si le requérant a le droit d'exploiter ce réservoir, si la demande correspond à un besoin réel et si les activités prévues sont rentables. La Commission recommande au lieutenant-gouverneur en conseil les emplacements à désigner pour le stockage; elle autorise leur utilisation et décide de l'indemnisation payable aux propriétaires terriens en cas de désaccord entre ces derniers et les requérants.

Les demandes de permis de forage de puits dans une zone désignée de stockage de gaz doivent être soumises à l'examen de la Commission par le ministre des Richesses naturelles, au nom duquel les permis sont délivrés. Si le requérant est également l'exploitant autorisé de la zone de stockage, la Commission peut traiter la demande comme elle l'entend avant de faire rapport au ministre. Toutefois, si le requérant n'est pas l'exploitant autorisé, la Commission doit tenir une audience publique.

Les compagnies qui désirent stocker sous pression des fluides dans une formation géologique doivent obtenir un permis auprès du ministère des Richesses naturelles. Si le puits d'injection est situé à moins de 1,6 km d'une zone désignée pour le stockage du gaz, le ministre doit demander à la Commission d'étudier la question et de présenter un rapport à ce sujet, conformément à la *Loi sur les richesses pétrolières*.

La Commission réglemente l'association de divers intérêts qui s'unissent pour forer et exploiter des puits de gaz et de pétrole dans un secteur unitaire, un champ ou un gisement. Elle réglemente aussi la nomination des gestionnaires et la répartition des coûts et avantages associés à ces activités de forage et d'exploitation.

AUTRES QUESTIONS

Les compagnies de gaz naturel doivent utiliser le système de comptabilité uniforme établi par la Commission et ne peuvent s'en écarter sans son autorisation préalable. La Commission poursuit son travail de mise à jour du règlement prescrivant la classification des méthodes de comptabilité. Il s'agit de la première refonte de ce document depuis l'adoption de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, en 1966.

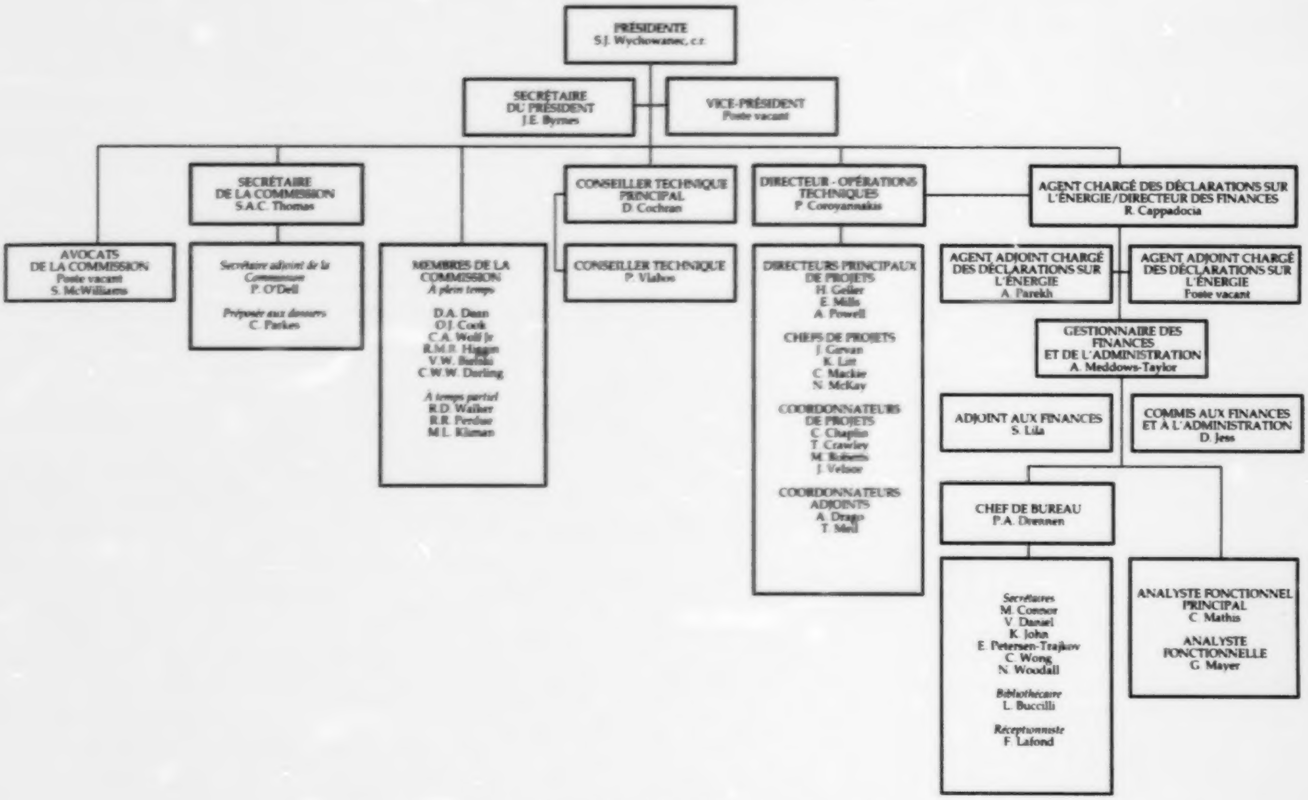
Les compagnies de gaz naturel communiquent régulièrement à la Commission des données sur leurs opérations et leurs résultats financiers. Lorsque les recettes d'une compagnie sont trop faibles ou trop élevées par rapport au taux de rendement permis, l'agent de la Commission chargé de l'examen des rendements en matière d'énergie peut mener une enquête spéciale avec le concours de son personnel. La Commission peut, de sa propre initiative, exiger d'une compagnie qu'elle comparaisse devant elle pour lui fournir des explications sur ses recettes; elle peut également, le cas échéant, procéder à une révision des tarifs.

La nature des services publics évolue au rythme des conditions économiques et sociales. Il convient donc que la Commission procède à un examen permanent des lois qui touchent les services publics et, au besoin, qu'elle propose des modifications.

STRUCTURE

ORGANIGRAMME AU 31 MARS 1990

COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO



Au cours de l'exercice 1989-1990, la Commission a employé 47 personnes à temps plein.

STRUCTURE FINANCIÈRE

La *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* autorise la Commission à recouvrer une partie de ses frais auprès des entreprises de services publics qui participent à ses audiences et autres activités connexes. Après la tenue d'une audience, la Commission remet à l'entreprise de services publics en cause une ordonnance de coûts qui représente une partie des frais engagés par la Commission et, si cette dernière en décide ainsi, les frais engagés par les intervenants. Le montant à payer à la Commission comprend les dépenses directes et les débours associés à une audience précise, ainsi qu'une portion des frais généraux et administratifs.

Pour l'exercice 1989-1990, le budget de fonctionnement de la Commission était de 5,7 millions de dollars. De ce montant, 75 pour 100 seront récupérés par l'entremise des ordonnances de coûts remises aux compagnies.

AUDIENCES PUBLIQUES

Les audiences publiques sont l'un des principaux mécanismes qui permettent à la Commission de s'acquitter de son mandat. Les audiences publiques donnent également la possibilité de se faire entendre aux groupes et particuliers qui peuvent être touchés par les décisions de la Commission. La participation du public permet à la Commission de s'assurer que ses décisions sont justes et qu'elles tiennent compte des divers points de vue et intérêts. L'audience est un processus en onze étapes.

1 DÉBUT

Le processus est mis en branle :

- sur réception d'une demande;
- sur réception d'une demande de renvoi adressée par le lieutenant-gouverneur en conseil, le ministre de l'Énergie ou le ministre des Richesses naturelles; ou
- lorsque la Commission décide d'étudier une question relevant de sa compétence.

2 AVIS DE PRÉSENTATION D'UNE DEMANDE

Les requérants doivent remettre à toutes les parties concernées et à tous les groupes publics intéressés l'avis de la Commission se rapportant à leur demande. Si la Commission décide de tenir une audience de sa propre initiative, c'est elle qui transmet l'avis à qui de droit. Lorsque l'audience porte sur une modification de tarif importante, la compagnie de gaz naturel fait d'ordinaire publier le texte de son avis de présentation de demande dans les quotidiens de la région touchée.

Lorsqu'une demande touche les habitants de certaines régions désignées par le gouvernement, tous les avis doivent également paraître en français dans des quotidiens de langue française. Si aucun quotidien de langue française n'est publié dans la région, l'avis doit paraître dans un hebdomadaire de langue française.

3 INTERVENTIONS

Les groupes et les personnes qui désirent participer à une audience – les « intervenants »– doivent déposer un avis d'intervention décrivant les raisons pour lesquelles ils désirent être présents.

En 1989-1990, les participants pouvaient demander le remboursement de leurs frais de participation à l'issue de l'audience. La *Loi de 1988 sur le projet d'aide financière aux intervenants*, qui est entrée en vigueur le 1er avril 1989, permet aux intervenants de demander une indemnisation avant la tenue de l'audience. Un comité de financement constitué par la Commission décide si les requérants sont admissibles à cette aide et, le cas échéant, fixe le montant qui leur sera versé. Les participants peuvent continuer à demander le remboursement de leurs frais à la clôture de l'audience, comme par le passé.

Ami Parekh, agent adjoint chargé des déclarations sur l'énergie, photographié au cours d'une mission.

4 AVIS D'AUDIENCE

Lorsque la Commission a déterminé la nature et la durée probable de l'audience, elle demande au requérant d'aviser toutes les parties concernées de l'heure et du lieu où elle se déroulera.

5 DOCUMENTATION PRÉPARATOIRE

Afin de permettre à toutes les parties d'étudier la documentation relative à la demande, le requérant doit remettre les documents à l'appui de sa demande de deux à trois mois avant le début de l'audience. Le personnel de la Commission et les intervenants peuvent également demander à l'entreprise de services publics de répondre à des questions par écrit avant la tenue de l'audience. Ils peuvent aussi présenter leurs propres arguments pour étayer leur position lors de l'audience.

Lorsque la demande porte sur la construction de pipelines, elle est d'abord étudiée par le Comité ontarien de coordination des pipelines. Par conséquent, les documents préparatoires doivent indiquer le tracé choisi et être accompagnés d'études portant sur les répercussions environnementales prévues.

6 ORDONNANCES DE PROCÉDURE

La Commission peut émettre des ordonnances de procédure se rapportant expressément à l'affaire à l'étude. Entre autres, ces ordonnances peuvent fixer la date de l'audience ou prévoir la date limite avant laquelle certaines formalités doivent être accomplies, telles que le dépôt de preuves justificatives, l'envoi de questionnaires et la communication des résultats de ces questionnaires. L'ordonnance de procédure peut également prévoir une liste des questions à aborder lors de l'audience.

Charles Mathis, analyste fonctionnel principal, et Gaétanne Mayer-Powell, analyste fonctionnelle.

7 DÉLIBÉRATIONS LIMINAIRES

Avant le début de l'audience, les représentants de la Commission peuvent proposer de revoir les questions de procédure, les points techniques et la démarche qui sera suivie pendant l'audience. De cette manière, les parties en cause peuvent se familiariser avec tous les aspects de la demande et définir les questions qu'elles désirent soulever.

8 AUDIENCE

La Commission s'assure que les preuves présentées sont suffisantes, qu'elles ont été vérifiées et qu'elles sont versées au dossier, de façon à rendre sa décision en connaissance de cause. En règle générale, c'est le requérant qui présente d'abord son argumentation, en produisant des preuves écrites et en faisant comparaître des témoins. Les intervenants et l'avocat de la Commission interrogent ensuite les témoins et peuvent eux aussi faire entendre leurs propres témoins. Ces derniers peuvent être contre-interrogés par le requérant et par les autres intervenants. Lorsque toutes les preuves ont été présentées, chaque partie peut récapituler les faits dans une plaidoirie écrite ou verbale, selon les directives de la Commission.

Les preuves déposées par anticipation, les plaidoiries et les transcriptions des délibérations qui ont eu lieu à l'audience sont tenues à la disposition du public, au bureau de la Commission, à Toronto.

9 DÉCISIONS ET RAPPORTS DE LA COMMISSION

Selon que l'audience résulte d'un renvoi, d'une demande ou d'un avis de la Commission, cette dernière doit présenter un résumé de ses délibérations dans un document intitulé « Rapport », ou « Décision et motifs ». Ce document porte sur toutes les questions soulevées lors de l'audience et énonce les recommandations et les conclusions de la Commission. Sa publication peut exiger plusieurs semaines ou même plusieurs mois, selon la complexité de l'affaire en cause. On peut se procurer des exemplaires de ce document contre paiement d'une somme modique, à la Librairie du gouvernement de l'Ontario, 800, rue Bay, à Toronto. La Commission en remet des exemplaires aux personnes ayant participé à l'audience.

Dans la plupart des affaires étudiées à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil, du ministre de l'Énergie ou du ministre des Richesses naturelles, les parties concernées ne sont pas tenues de se conformer aux recommandations de la Commission. Le ministre concerné ou le lieutenant-gouverneur en conseil décide s'il doit ou non donner suite à ses recommandations. Toutefois, lorsqu'il s'agit d'un renvoi de la part du ministre des Richesses naturelles au sujet d'un permis de forage, le ministre doit se conformer aux recommandations de la Commission.

10 ORDONNANCE DE LA COMMISSION

Une ordonnance de la Commission est un document juridique sommant les parties citées de mettre à exécution la décision de la Commission. Elle a force exécutoire.

11 RÉVISION ET APPEL

On peut interjeter appel d'une décision ou d'une ordonnance de la Commission comme suit :

- en demandant à la Commission d'annuler ou de modifier son ordonnance;
- en adressant une pétition au lieutenant-gouverneur en conseil;
- en interjetant appel de l'ordonnance de la Commission devant la Cour divisionnaire sur une question de droit ou de compétence juridique;
- en demandant à la Cour divisionnaire de procéder à une révision judiciaire de la décision de la Commission.

RÉCAPITULATION DES ACTIVITÉS

Résumé des activités de la Commission de l'énergie de l'Ontario entre le 1er avril 1989 et le 31 mars 1990

TYPE DE CAS	Nº DE DOSSIER	REQUÉRANT	OBJET
Demandes de révision des tarifs de transport/distribution du gaz naturel			
EBRO	451	NRG	Relèvement des tarifs pour l'exercice 1989
EBRO	455	Tecumseh	Relèvement des tarifs pour l'exercice 1990
EBRO	456	Union	Relèvement des tarifs pour l'exercice 1990
EBRO	456-4-A	Pembina	Demande de modification
EBRO	456-7	Union	Tarifs de stockage pour National Steel
EBRO	457	C-I-L	Demande de fixation de tarifs spéciaux (Union)
EBRO	458	Northland Power	Demande de fixation de tarifs spéciaux (ICG)
EBRO	459	Ontario Housing Corporation	Différend avec Consumers Gas en matière de tarifs
EBRO	462	Union	Relèvement des tarifs pour l'exercice 1991
EBRO	464	Consumers Gas	Examen des tarifs pour l'exercice 1990 (étude d'un nombre restreint de questions)
EBRO	465	Consumers Gas	Relèvement des tarifs pour l'exercice 1991
Renvoi de la part du ministre de l'Énergie au sujet d'Ontario Hydro			
HR	18	Ministère de l'Énergie	Tarifs de distribution d'électricité pour l'exercice 1990
Renvoi de la part du lieutenant-gouverneur en conseil			
EBRLG	33	ICG	Projet de cogénération de Boise Cascade
EBRLG	34	Inter-City Gas Corporation	Prise de contrôle d'ICG (Westcoast Energy Inc.)
EBRLG	35	Consumers Gas	Prise de contrôle de Consumers Gas (British Gas plc)
Construction de pipelines et expropriations			
EBLO	230 (a-x)	Union	Expropriation – Strathroy et Beachville
EBLO	232	Consumers Gas	Pipeline de Horseshoe Valley
EBLO	233	ICG	Aménagement du réservoir de stockage d'Oil Springs
EBLO	234	Union	Prolongement du pipeline Dawn-Trafalgar
EBLO	235	Consumers Gas	Pipeline de Parkway Belt West
Exemptions relatives à des pipelines			
PL	67	Union	Pipeline du réservoir de stockage de Sombra
PL	68	Union	Pipeline du réservoir de stockage d'Enniskillen
PL	69	ICG	Projet Northland Power Cochrane
PL	70	Union	Pipeline de Burford et Brantford
PL	71	ICG	Pipeline de la ville de Kirkland Lake
PL	72	Union	Pipeline de la cité de Nanticoke
Autorisations relatives aux concessions			
EBA	471	Consumers Gas	Village de Rockcliffe Park
EBA	484	ICG	Ville de Cobourg
EBA	536	ICG	Ville de Port Hope
EBA	538	Union	Canton d'Euphemia – Renouvellement
EBA	539	Union	Canton de Mitchell
EBA	540	Union	Ville autonome de St.Mary's
EBA	541	Union	Canton de Blanshard
EBA	542	Union	Canton de Downie

TYPE DE CAS	Nº DE DOSSIER	REQUÉRANT	OBJET
Autorisations relatives aux concessions			
EBA	543	Union	Canton d'Ellice
EBA	544	Union	Canton d'Easthope nord
EBA	545	Union	Canton d'Easthope sud
EBA	546	Union	Canton de Fullarton
EBA	547	Union	Canton d'Hibbert
EBA	548	Union	Village partiellement autonome de Dublin
EBA	549	Union	Canton de Logan
EBA	550	Union	Ville de Goderich
EBA	551	Union	Ville de Seaforth
EBA	552	Union	Canton de Goderich
EBA	553	Union	Canton d'Hullett
EBA	554	Union	Canton de Sarawack
EBA	555	Union	Ville de Tecumseh
EBA	556	Union	Canton de Sandwich sud
EBA	557	Union	Canton de Tuckersmith
EBA	558	Union	Canton de Flamborough
EBA	559	ICG	Ville de Nickel Centre
EBA	560	Consumers Gas	Ville de Wasaga Beach
EBA	561	Union	Ville d'Amherstburg
EBA	562	Union	Canton d'Anderdon
EBA	563	Union	Canton de Derby
EBA	564	Union	Ville d'Essex
EBA	565	Union	Ville de Fergus
EBA	566	Union	Cité de Guelph
EBA	567	Union	Canton de Guelph
EBA	568	Union	Canton de Malden
EBA	569	Union	Canton de Nichol
EBA	570	Union	Canton de Gosfield nord
EBA	571	Union	Canton de Norwich
EBA	572	Union	Canton de Pilkington
EBA	573	Union	Canton de Puslinch
EBA	574	Union	Village de St Clair Beach
EBA	575	Union	Canton de Sandwich ouest
EBA	576	Union	Canton de Gosfield sud
EBA	577	Union	Canton de Tilbury nord
EBA	578	Union	Canton de Tilbury ouest
EBA	579	Union	Canton de West Garafraxa
EBA	580	Union	Ville de Tillsonburg
EBA	581	ICG	Canton de Perry
EBA	582	ICG	Canton d'Opasatika
EBA	583	ICG	Canton de Machin
EBA	584	Union	Canton de West Nissouri
EBA	585	ICG	Canton de Thessalon
EBA	586	Union	Village d'Elora

TYPE DE CAS	Nº DE DOSSIER	REQUÉRANT	OBJET
Autres ordonnances de la Commission de l'énergie de l'Ontario			
EBO	154	C-I-L Inc.	Demande de tarif spécial (Union)
EBO	159	Consumers Gas/Autres	Volume unitaire – réservoir de stockage de Romney 6-13-IV
EBO	160	Union	Accord de stockage avec ICG
EBO	161	ICG	Projet de cogénération de Boise Cascade
EBO	162	Union	Accord de stockage avec National Steel Corp.
EBO	164	Clearbeach Resources	West Becher – Nomination d'un directeur
EBO	165	Clearbeach Resources	Clearville – Nomination d'un directeur
EBO	166	Union	Autorisation globale de stockage
EBO	167	ICG	Réservoir de stockage d'Oil Springs est
Certificats de commodité et de nécessité publiques			
EBC	139-B	ICG	Horseshoe Valley – Highlands
EBC	190	Consumers Gas	Ville de Wasaga Beach
EBC	191	ICG	Canton de Perry
EBC	192	ICG	Canton d'Opasatika
Rapports au ministre des Richesses naturelles			
EBRM	93	Barnes	Permis de forage – Puits de zone
EBRM	94	Union	Permis de forage – Sombra
EBRM	95	Union	Permis de forage – réservoir de stockage d'Enniskillen
EBRM	96	Dow Chemical	Permis d'injecter de la solution saline à des fins d'extraction
EBRM	97	Farmers Oil & Gas	Permis de forage Farmers 7, Romney 2-14-III
Ordonnances de comptabilité uniforme			
UA	77	Consumers Gas	Réduction sur service général – 1er janvier 1989
UA	78	ICG	Compte de report pour vérification de gestion
UA	79	Consumers Gas	Niveau minimum des limites de coût pour certains comptes
UA	80	ICG	Compte de report – réduction du coût de service
UA	81	ICG	Aliénation d'un compte de report relatif à des services partagés
UA	82	ICG	Compte de report – Droits de transport exigés par TCPL
UA	83	ICG	Prolongation de durée d'un compte de report
UA	84	ICG	Compte de report – Audiences relatives aux tarifs
UA	85	ICG	Compte de report – Transport au jour le jour

Doug Cochran, conseiller technique principal, effectuant des recherches pour le compte des membres de la Commission.

EXAMEN DE LA DEMANDE D'ONTARIO HYDRO

PROPOSITION DE RELÈVEMENT DES TARIFS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ EN GROS

HR 18

Le 30 avril 1989, le ministre de l'Énergie a renvoyé à la Commission la demande d'Ontario Hydro de relever ses tarifs de vente d'électricité en gros à compter du 1er janvier 1990. Cette proposition prévoyait une majoration moyenne de 5,2 pour 100 touchant l'ensemble de sa clientèle, et était calculée en fonction de besoins en revenus nets de 6 643 millions de dollars, soit 474 millions de dollars de plus que les recettes de 1989.

Le ministère de l'Énergie a demandé à la Commission de tirer les conclusions des études sur l'efficacité et le rendement réalisées par des consultants en gestion suite à un examen de la structure d'Ontario Hydro et de ses objectifs de productivité. La Commission a examiné aussi les plans et programmes de gestion de l'énergie afin d'en évaluer la validité et de déterminer s'ils permettront à Hydro d'atteindre ses objectifs.

Le rapport de la Commission, publié le 31 août 1989, comptait 52 recommandations, dont une préconisait un relèvement tarifaire de 3,6 pour 100 sur la base de besoins en revenus de 6 579 millions de dollars. La Commission y recommandait également de procéder à une vérification comptable externe de la centrale nucléaire de Darlington, actuellement en construction, et de consacrer des audiences publiques à la méthode de comptabilisation des sommes économisées employée par Hydro. La Commission a en outre recommandé à Hydro de fixer des objectifs de production d'électricité pour les compagnies privées et de mettre sur pied des programmes d'assistance financière à leur intention. La Commission a aussi suggéré à Hydro de faire figurer l'amélioration de la productivité de la main-d'oeuvre parmi ses objectifs prioritaires pour 1990, de rendre plus ambitieux ses objectifs de gestion de la demande, et de réexaminer son programme d'emprunts à long terme, ses provisions pour gros travaux (par exemple, le remplacement des circuits sous pression dans les centrales nucléaires), sa politique d'amortissement et sa politique en matière de revenu net.

Cette usine implantée à Elora constitue un exemple de production d'énergie hydroélectrique par une compagnie autre qu'une entreprise de services publics.

AUTRES AFFAIRES RENVOYÉES À LA COMMISSION

AUDIENCE SUR LE PROJET DE CONSTRUCTION D'UNE CENTRALE DE COGÉNÉRATION *EBRLG 33*

Par un décret pris le 12 juin 1989, le lieutenant-gouverneur en conseil a demandé à la Commission de l'énergie de l'Ontario de faire des recommandations, à la suite d'une audience publique, sur un projet

d'*ICG Utilities (Ontario) Ltd* prévoyant la construction d'une centrale de cogénération sur l'emplacement de l'ancienne usine de pâtes et papiers de Boise Cascade Canada, à Fort Frances (Ontario). Pour la réalisation de ce projet, ICG souhaitait obtenir une dérogation à certains statuts d'engagements conclus en 1988 avec le lieutenant-gouverneur en conseil, qui lui interdisaient d'investir dans des secteurs hors des services publics et de conclure avec ses compagnies affiliées, sans y avoir été préalablement autorisée, des transactions dépassant 100 000 $ par an.

ICG envisageait de devenir propriétaire de la centrale de cogénération, et d'en faire une de ses divisions. La Commission était appelée à décider s'il fallait ou non autoriser ICG à absorber de la sorte la nouvelle centrale et s'il y avait lieu de traiter séparément, aux fins du calcul de la base de tarification, l'investissement d'ICG dans ce projet de construction et les reports d'impôt sur le revenu correspondants d'une part, et les activités de distribution de gaz de la compagnie, d'autre part.

Dans son rapport, daté du 21 décembre 1989, la Commission a recommandé d'autoriser ICG à investir dans le projet de construction d'une centrale de cogénération, à condition que :

- avant de souscrire des obligations contractuelles ou d'engager des dépenses, ICG, ses actionnaires et les sociétés auxquelles elle est affiliée souscrivent à un amendement aux engagements de 1988 afin d'obtenir du lieutenant-gouverneur en conseil, agissant sur les recommandations de la Commission, une dérogation à l'interdiction d'investir dans des entreprises autres que des entreprises de services publics;
- la centrale de cogénération soit, dans les meilleurs délais, constituée en entreprise juridiquement et financièrement distincte d'ICG;
- ICG, ses actionnaires et les sociétés auxquelles elle est affiliée s'engagent à indemniser la compagnie réglementée de services publics et ses abonnés pour tout préjudice direct ou indirect et pour toute charge supplémentaire résultant des investissements d'ICG dans des entreprises autres que des entreprises de services publics.

La Commission a aussi recommandé au lieutenant-gouverneur en conseil d'accorder la dérogation demandée pour ce qui est de l'approvisionnement en gaz de la centrale de cogénération, mais de refuser en revanche à ICG le traitement fiscal spécial qu'elle avait demandé, et ce tant que la centrale de cogénération n'aura pas été constituée en entreprise juridiquement distincte de la division d'ICG s'occupant de services publics. La Commission a recommandé de ne pas autoriser ICG à séparer les actifs et les revenus de la centrale de cogénération de ceux de l'entreprise réglementée de services publics pour calculer les tarifs. Dans son rapport, la Commission a demandé au gouvernement de l'Ontario de préciser sa politique quant à la participation des compagnies de distribution de gaz à la réalisation, dans la province, de projets de construction de centrales électriques qui ne sont pas des entreprises de services publics.

À la clôture de l'exercice de la Commission, le lieutenant-gouverneur en conseil n'avait pas encore fait part de ses réactions au rapport de la Commission.

ACQUISITION D'ICG UTILITIES (ONTARIO) LTD *EBRLG 34*

Par un décret pris le 12 octobre 1989, le lieutenant-gouverneur en conseil a demandé à la Commission d'examiner l'opportunité d'accorder à *Inter-City Gas Corporation*, conformément aux engagements intervenus en 1988 entre le lieutenant-gouverneur en conseil, la société de services publics et sa société mère, l'autorisation de transférer à une autre entité la propriété d'ICG Canada; il lui a aussi demandé un rapport sur cette question après y avoir consacré une audience. Inter-City souhaitait être autorisée à transférer la propriété d'ICG Canada et d'*ICG Utilities (Ontario) Ltd* à *Westcoast Energy Inc.*, selon les modalités prévues dans un protocole d'accord entre Westcoast et Inter-City daté du 4 juillet 1989.

Dans son rapport au lieutenant-gouverneur en conseil, daté du 31 janvier 1990, la Commission a recommandé d'accorder à *Inter-City Gas Corporation* l'autorisation demandée, sous réserve que Westcoast et ses sociétés affiliées, qui deviendront propriétaires d'*ICG (Utilities) Ontario Ltd*, exécutent une série d'engagements révisés en remplacement de ceux pris en 1988. La Commission a aussi recommandé que l'autorisation soit assujettie à certaines conditions touchant des questions d'intérêt public qui n'étaient pas stipulées dans les engagements révisés.

ACQUISITION DE CONSUMERS' GAS COMPANY LTD *EBRLG 35*

Le 16 mars 1990, *British Gas plc* a soumis une requête à la Commission, conformément à l'article 26 de la *Loi sur la CEO*, en vue d'obtenir du lieutenant-gouverneur en conseil l'autorisation de lancer une offre d'achat des actions ordinaires de *Consumers Gas*. British Gas a fait savoir que l'offre d'achat des actions ordinaires émanerait d'une de ses filiales canadiennes dont elle était propriétaire à 100 pour 100, conformément à un accord conclu le 7 mars 1989 entre British Gas et *GW Utilities Limited* (société mère de *Consumers Gas*).

Le 20 avril 1990, le lieutenant-gouverneur en conseil a émis un décret enjoignant à la Commission, conformément à la section 36 de la *Loi sur la CEO*, de tenir une audience et de déposer un rapport sur certaines questions concernant l'offre d'achat. La Commission a décidé d'examiner ces questions et la demande de British Gas lors d'une audience qui a commencé le 26 juin 1990.

Échangeur thermique à la station de distribution de Parkway Belt, exploitée par Consumers Gas.

DEMANDES DE RÉVISION DES TARIFS DU GAZ NATUREL

CONSUMERS GAS

Demande relative aux tarifs principaux EBRO 464 et 465

L'agent de la CEO chargé des rapports sur l'énergie a procédé à une vérification de *Consumers Gas* pendant l'été 1989; sur la base des résultats de cet examen, la Commission a décidé de revoir les tarifs de Consumers lors d'une audience portant sur un ordre du jour restreint. Dans son ordonnance du 19 octobre 1989, elle annonçait qu'elle tiendrait une audience pour revoir les tarifs de *Consumers Gas* et y apporter éventuellement des modifications pour l'exercice financier 1990, qui avait commencé le 1er octobre 1989.

Le 1er décembre 1989, Consumers a présenté à la Commission une demande de relèvement tarifaire pour l'exercice financier 1991, qui commencera le 1er octobre 1990. Pour gagner du temps, la Commission a décidé d'examiner simultanément les sections des deux dossiers ayant trait au coût du capital. La Commission devait commencer en avril 1990 l'examen de la demande de révision tarifaire pour l'exercice 1990, puis aborder, à l'automne, l'examen de la demande portant sur l'exercice 1991.

C-I-L

Demande d'approbation d'un tarif spécial EBRO 457, EBO 157

Le 12 décembre 1988, C-I-L Inc., principal usager industriel de gaz desservi par le réseau d'Union, a demandé à la Commission d'autoriser Union à lui appliquer un tarif spécial pour le transport et le stockage du gaz naturel. Union et C-I-L s'étaient mises d'accord sur un tarif valable pour une période de sept ans, établi sur la base des coûts que C-I-L devrait assumer s'il lui fallait construire et exploiter elle-même un gazoduc reliant son usine au réseau de TCPL. C-I-L affirmait être en mesure de s'approvisionner en gaz sans recourir au réseau de distribution d'Union au cas où le tarif spécial lui serait refusé.

La Commission a consacré une audience à cette affaire les 1er et 2 mai 1989, après avoir entendu des témoignages sur la révision des tarifs d'Union pour 1990. Dans sa décision datée du 1er décembre 1989, la Commission signalait le caractère particulier de cette affaire et approuvait le tarif spécial demandé, pour la période de sept ans indiquée dans la demande.

ICG

Examen de la Commission

ICG n'a présenté aucune demande de révision tarifaire à la Commission pour son exercice financier 1990. L'agent de la Commission chargé des rapports sur l'énergie, après avoir étudié les données financières pertinentes, a recommandé qu'ICG soit exemptée d'un examen public des tarifs.

NRG

Demande relative aux tarifs principaux EBRO 451

NRG a présenté à la Commission, le 19 février 1989, une demande de relèvement tarifaire pour l'exercice 1989, qui avait commencé le 1er octobre 1988. La Commission n'a été saisie que le 29 mars 1989 des pièces soumises par NRG à l'appui de sa demande. Dans celles-ci, la compagnie prévoyait que ses recettes seraient inférieures de 468 456 $ au niveau requis pour atteindre le taux de rendement des actions ordinaires de 15,96 pour 100 et le ratio d'autonomie financière de 30,74 pour 100 qu'elle s'était donnés comme objectifs.

L'examen des pièces du dossier a commencé le 5 juin 1989 et a duré trois jours. Dans le document intitulé « Décision et motifs » en date du 24 juillet 1989, la Commission a indiqué qu'elle avait retenu un taux de rendement des actions ordinaires de 14,72 pour 100 et un ratio d'autonomie financière de 30,97 pour 100. Comme les recettes de NRG allaient être inférieures de 201 407 $ au montant requis, la Commission a autorisé un relèvement tarifaire à partir du 1er août 1989. Elle s'est par ailleurs montrée préoccupée par les pratiques comptables de NRG et a invité la compagnie à prendre des mesures pour aligner ses méthodes sur le système comptable uniforme approuvé par la Commission.

NORTHLAND POWER

Demande d'approbation d'un tarif spécial EBRO 458

Northland Power, qui conçoit, construit, possède et exploite des centrales électriques de cogénération dont elle est propriétaire, a demandé à la Commission, le 13 janvier 1989, d'émettre une ordonnance approuvant un tarif spécial à appliquer par ICG pour le transport de gaz entre le réseau de TCPL et une centrale de cogénération qu'elle envisageait de construire à Cochrane (Ontario) et qui lui appartiendrait. Northland a réitéré sa demande le 1er août 1989, en l'accompagnant d'informations justificatives plus détaillées.

À l'appui de sa demande de tarif spécial, Northland a indiqué qu'il lui serait parfaitement possible de construire son propre gazoduc et de ne pas utiliser le réseau d'ICG, ce qui serait préjudiciable aux autres usagers de ce réseau. Tout en affirmant qu'elle préférait qu'ICG construise et exploite le gazoduc, Northland a insisté sur le fait que si le tarif de transport dont elle demandait à bénéficier n'était pas approuvé, elle pourrait se voir dans l'obligation de construire son propre gazoduc. Northland avait déterminé le tarif proposé à partir d'une analyse des coûts qu'elle devrait supporter si elle construisait son propre gazoduc.

L'audience a eu lieu les 30 et 31 août 1989. La décision de la Commission rejetant la demande de tarif spécial a été rendue le 24 mai 1990.

TECUMSEH

Demande relative aux tarifs principaux — Redressement tarifaire provisoire EBRO 455-1, 455

Le 30 août 1988, Tecumseh a présenté à la Commission une demande de redressement tarifaire provisoire pour la période allant du 1er septembre 1988 au 31 mars 1989. La Commission (EBRO 455-1) a accordé à Tecumseh le redressement tarifaire demandé pour lui permettre de couvrir le coût de l'acquisition et de l'aménagement du réservoir de stockage de Dow-Moore.

Dans la même demande, Tecumseh sollicitait un relèvement tarifaire pour l'exercice 1990, parce que la compagnie prévoyait que ses recettes seraient inférieures de 1 139 200 $ au montant requis pour atteindre le taux de rendement des actions ordinaires de 14.25 pour 100 et le ratio d'autonomie financière de 34.16 pour 100 qu'elle s'était fixés pour objectifs (EBRO 455). Tecumseh demandait aussi à la Commission de rendre définitifs les tarifs provisoires fixés par l'ordonnance EBRO 455-1. L'audience a commencé le 20 juin 1989 et a duré cinq jours.

Dans le document intitulé « Décision et motifs » en date du 18 août 1989, la Commission a indiqué qu'elle avait retenu un taux de rendement des actions ordinaires de 12,5 pour 100 et un ratio d'autonomie financière de 34.26 pour 100, ce qui entraînerait des recettes inférieures de 531 700 $ au montant requis pour lui permettre d'atteindre ce taux et ce ratio. La Commission a donc rendu définitifs les tarifs provisoires fixés par l'ordonnance EBRO 455-1, sans les modifier.

Construction d'un pipeline NPS 42 par Union

Demande relative aux tarifs principaux — Tecumseh Gas Storage Limited

	Demandé	Autorisé
	(en milliers de dollars)	
Base de tarification	90 415,2	90 126,4
Recettes de la compagnie	9 997,5	10 032,5
Besoins en revenus bruts	1 139,2	531,7
	(en pourcentage)	
Taux de rendement indiqué	11,06	11,13
Taux de rendement nécessaire	12,32	11,72
Ratio des actions ordinaires	34,16	34,26
Rendement des capitaux propres	14,25	12,50

UNION

Demande relative aux tarifs principaux - Exercice financier 1990 EBRO 456

Comme on l'a indiqué dans le *Rapport annuel* pour 1988-1989, *Union Gas Limited* avait soumis à la Commission, le 31 août 1988, une demande de relèvement tarifaire pour l'exercice financier 1990 parce qu'elle prévoyait que ses recettes seraient inférieures de 32,065 millions de dollars au montant requis. Ce chiffre a été ramené par la suite à 16,546 millions de dollars compte tenu de l'incidence de la réforme fiscale fédérale, et des projections révisées établies par *Union* sur la base des résultats du deuxième trimestre de 1989. Le calcul de l'écart entre recettes projetées et recettes requises avait été fait sur la base d'un taux de rendement des actions ordinaires de 14,875 pour 100 et d'un ratio d'autonomie financière de 29 pour 100. L'écart projeté a été porté par la suite à 33,824 millions de dollars du fait de la réduction tarifaire décidée par la Commission pour l'exercice 1989.

Le 4 janvier 1989, la Commission a entrepris l'examen des pièces soumises à l'appui de la demande (phase I de la procédure), à l'exception de celles ayant trait au rendement des actions ordinaires, qui avaient été examinées en novembre 1988 lors de l'examen de l'exercice 1989. L'examen des pièces ayant trait à la structure des tarifs et à la répartition des coûts (phase II de la procédure) a commencé le 17 avril 1989.

Dans sa décision en date du 26 septembre 1989, la Commission a indiqué qu'elle avait retenu un taux de rendement des actions ordinaires de 13,75 pour 100 et un ratio d'autonomie financière de 29 pour 100, et a calculé que les recettes d'*Union* seraient inférieures de 22 569 millions de dollars au montant requis pour lui permettre d'atteindre ce taux et ce ratio. *Union* avait proposé un nouveau mode de calcul de l'amortissement, que la Commission a approuvé. *Union* avait aussi demandé l'approbation d'une nouvelle catégorie tarifaire pour les services de stockage à court terme et de transport à travers des concessions desservies par d'autres entreprises. La Commission a approuvé l'établissement de la catégorie tarifaire proposée pour le transport à travers des concessions desservies par d'autres entreprises, et a autorisé *Union* à fournir des services de stockage à court terme et de transport pendant une période d'essai, se réservant le droit de réexaminer la question lors de la prochaine révision tarifaire.

Demande relative aux tarifs principaux - Exercice 1991 EBRO 462

Union a soumis à la Commission, le 3 août 1989, une demande de relèvement tarifaire pour l'exercice 1991. La Commission a modifié les conclusions déposées par *Union* pour tenir compte des relèvements de tarifs de TCPL et pour corriger une erreur qu'elle y avait relevée. Selon la version modifiée de ses conclusions, *Union* prévoyait que ses recettes seraient inférieures de 37,708 millions de dollars au montant requis, avec une base de tarification de 1,291 milliard de dollars, pour lui permettre d'obtenir un taux de rendement des actions ordinaires de 14,5 pour 100 et un ratio d'autonomie financière de 29 pour 100. La compagnie a indiqué que pour pouvoir atteindre ce taux et ce ratio, il lui faudrait relever d'environ 3 pour 100 son tarif applicable aux particuliers.

L'audience (EBRO 462) a commencé le 4 décembre 1989 et a duré 22 jours. Dans l'exposé des motifs de sa décision, en date du 9 avril 1990, la Commission a indiqué qu'elle avait retenu une base de tarification de 1,290 milliard de dollars et un taux de rendement des actions ordinaires de 13,5 pour 100, et constaté que les recettes d'*Union* seraient inférieures de 29,232 millions de dollars au montant requis pour lui permettre d'atteindre ce taux.

La Commission a autorisé la compagnie à recouvrer les dépenses d'équipement supplémentaires qu'il lui faudrait engager pour mettre sur pied un système de protection contre la défaillance d'unités essentielles. Le système proposé consistait à construire des installations supplémentaires qui permettraient au réseau, en cas de défaillance de l'unité principale, de continuer de répondre à la demande ferme en période de pointe.

Pendant l'audience, Enquête énergétique a donné des avis sur des questions ayant trait aux conditions d'une exploitation durable et à l'impact des activités économiques sur l'environnement dans le contexte des activités d'*Union* et des travaux de la Commission. Le personnel de la Commission, partageant sur de nombreux points les avis d'Enquête énergétique, a proposé que la Commission, lors d'une audience générale, examine la possibilité d'instituer un système de planification des activités pour les compagnies gazières de l'Ontario fondé sur le principe du moindre coût, pour qu'elles puissent, lors de la planification de leurs réseaux, envisager les diverses options qui s'offrent à elles pour satisfaire la demande et limiter l'impact écologique. La Commission a annoncé qu'elle tiendrait dès que possible une audience générale sur ces questions.

La Commission a ordonné par ailleurs à *Union* de faire exécuter plusieurs études pour la prochaine audience consacrée à la révision de ses tarifs. Il s'agit notamment d'études de coûts destinées à faciliter l'examen des méthodes de réglementation des droits supplémentaires, et d'une analyse coûts-avantages pour mesurer l'impact d'un éventuel transfert de charge de l'hiver sur l'été.

Station de compression locale d'Enniskillen; les stations de compression locales servent à injecter du gaz naturel dans les réservoirs de stockage de la compagnie Union.

Demande relative aux tarifs principaux — Union Gas Limited EBRO 462

	Demandé	Autorisé
	(en milliers de dollars)	
Base de tarification	1 291 219	1 290 303
Recettes de la compagnie	135 731	136 501
Besoins en revenus bruts	37 708	29 232
	(en pourcentage)	
Taux de rendement indiqué	10,57	10,58
Taux de rendement nécessaire	12,16	11,86
Ratio des actions ordinaires	29,00	29,00
Rendement des capitaux propres	14,50	13,50

DEMANDES RELATIVES À DES INSTALLATIONS

UNION

Expropriations dans les secteurs de Strathroy et Beachville EBLO 230 a-x

Le 14 février 1989, la Commission a approuvé la demande présentée par *Union* en vue de la construction de deux tronçons de gazoduc de type NPS 42 qui feraient partie du réseau de transport Dawn-Trafalgar et relieraient d'une part la station de distribution de Strathroy à la station de compression de Lobo, et d'autre part la station de ligne de Beachville à la station de compression de Bright. Le 27 juin 1989, la Commission a examiné les demandes présentées par *Union* en vue d'obtenir l'expropriation de vingt-quatre propriétés nécessaires à la construction de ces tronçons de gazoduc.

Cinq parties à qui appartenaient dix des propriétés et qui avaient refusé de conclure des accords de servitude avec Union ont comparu à l'audience. La Commission, dans sa décision du 19 juillet 1989, a indiqué qu'elle préférait que la question des servitudes soit réglée par voie de négociation entre les parties. Elle a cependant conclu qu'il était de l'intérêt public de donner à Union la faculté d'acquérir les terrains par expropriation parce que la compagnie ne disposait que de peu de temps pour construire les tronçons de gazoduc en question.

Chris Mackie, chef de projet (génie), rencontre des utilisateurs de terrains pour discuter de leurs préoccupations.

Extension du pipeline Dawn-Trafalgar EBLO 234

Le 24 juillet 1989, *Union* a demandé à la Commission l'autorisation de construire trois tronçons de gazoduc NPS 48 en vue du doublement du réseau de transport Dawn-Trafalgar. Les travaux envisagés devaient porter sur un tronçon de 10,3 kilomètres, entre le poste de vannes de Kirkwall et le poste de vannes de Hamilton, un tronçon de 11 kilomètres entre Milton et la station de compression de Parkway, et un tronçon de 48,5 kilomètres qui relierait la station de compression de Lobo à la station de ligne de Beachville. Les deux tronçons les plus courts permettraient de compléter le troisième doublement de la ligne Dawn-Trafalgar; le tronçon le plus long constituerait la première tranche d'un quatrième doublement de la ligne.

Un groupe d'intervenants représentant plusieurs propriétaires de biens-fonds situés sur le parcours proposé pour la ligne de doublement Lobo-Beachville a reçu, en vertu de la *Loi sur l'aide financière aux intervenants*, une aide pour lui permettre de défendre ses intérêts dans cette affaire.

Se rangeant à une proposition d'*Union*, la Commission a décidé d'examiner la demande en deux temps. La première partie de l'audience, qui portait sur les deux tronçons les plus courts, a commencé le 22 novembre 1989; la seconde, qui portait exclusivement sur le tronçon Lobo-Beachville, a commencé le 6 février 1990. À l'issue de la première partie de l'audience, la Commission, par une décision datée du 1er mars 1990, a approuvé la construction du tronçon Kirkwall-Hamilton et a annoncé qu'elle statuerait sur le tronçon Milton-Parkway lorsqu'elle rendrait sa décision dans le cadre de la deuxième partie de l'audience; cette décision n'avait pas encore été prise à la clôture de l'exercice de la Commission.

CONSUMERS GAS / ICG

Desserte de Horseshoe Valley EBLO 232, EBC 139-B

Le 28 mars 1989, *Consumers Gas* a demandé à la Commission l'autorisation de construire un gazoduc NPS 4 qui desservirait Horseshoe Valley, dans le canton d'Oro. Le 26 avril 1989, ICG a soumis à la Commission une demande de dérogation aux restrictions prévues par le certificat de commodité et d'utilité publiques dont elle était déjà titulaire pour le canton d'Oro (EBC 139-A), afin de pouvoir mieux desservir Horseshoe Valley.

La Commission a consacré une seule audience aux deux demandes et, dans une décision motivée datée du 6 septembre 1989, a accordé l'autorisation demandée par *Consumers Gas*, mais a rejeté la demande de dérogation d'ICG.

Parkway Belt West EBLO 235

Le 28 septembre 1989, *Consumers Gas* a demandé à la Commission l'autorisation de construire un gazoduc NPS 36 de 13 kilomètres dans la région de Parkway Belt West. La compagnie a fait valoir que la construction de ce gazoduc était dans l'intérêt du public étant donné qu'elle accroîtrait la sûreté et la sécurité de l'approvisionnement.

La demande, examinée le 20 mars 1990, a été approuvée par la Commission le 4 mai 1990.

DEMANDES DE PERMIS DE STOCKAGE DE GAZ ET DE PERMIS DE FORAGE

UNION

Permis de forage dans le réservoir de stockage de Sombra EBRM 94

Le 22 décembre 1988, le ministre des Richesses naturelles a demandé à la Commission de lui soumettre des rapports sur dix demandes de permis de forage de puits soumises par Union et concernant le secteur du gisement de Sombra, désigné comme zone de stockage. Un propriétaire de terrains sur lesquels sept puits devaient être forés s'opposait à l'octroi des permis de forage. La Commission a donc consacré à l'examen des demandes une audience publique qui s'est ouverte le 24 avril 1989 et a duré trois jours.

Dans son rapport, daté du 1^er^ juin 1989, la Commission a jugé satisfaisantes les justifications fournies par *Union* à l'appui de ses demandes de permis de forage et a recommandé la délivrance des permis demandés, sous certaines conditions.

BARNES

Permis de forer un puits de refoulement — Gisement de Zone EBRM 93

Le 30 septembre 1988, le ministre des Richesses naturelles a demandé à la Commission de lui soumettre un rapport sur une demande de permis soumise par M. Lonnie Barnes pour le forage d'un puits de refoulement de saumure à l'aplomb du gisement de Zone qui se trouve dans un secteur désigné pour le stockage. La Commission a examiné la demande le 17 octobre 1989 et a recommandé la délivrance du permis demandé, sous certaines conditions.

DOW CHEMICAL

Permis de forage et d'injection EBRM 96

Le 20 avril 1989, le ministre des Richesses naturelles a renvoyé à la Commission neuf demandes de permis d'injection d'eau dans une formation souterraine en vue de produire de la saumure. La Commission a consacré une audience à ces demandes le 8 mars 1990 et, dans son rapport daté du 5 avril 1990, elle a approuvé le programme de forages et d'injection pour une période de cinq ans.

CONSUMERS GAS, PEMBINA EXPLORATION ET DEVRAN PETROLEUM

Unité d'espacement et désignation d'un gestionnaire – Gisement Romney 6-13-IV EBO 159

Consumers Gas, Pembina Exploration Limited et *Devran Petroleum Limited* ont demandé à la Commission, le 26 janvier 1989, l'autorisation de regrouper les divers intérêts d'un secteur unitaire au sujet du réservoir Romney 6-13-IV. Le réservoir est soumis aux normes d'espacement fixées par le Règlement de l'Ontario 55/89, approuvé le 27 janvier 1989. Le 18 mars 1989, *Farmers Oil and Gas* est devenue une partie intéressée en acquérant des concessions pétrolières et gazières situées sur la partie du secteur unitaire qui n'avait pas encore été cédée à bail.

Dans sa décision motivée datée du 13 juin 1989, la Commission a approuvé la demande d'exploitation en commun obligatoire et a fixé la participation de *Consumers* à 75 pour 100 et celle de *Farmers Oil and Gas* à 25 pour 100. Elle a confié la gestion du secteur unitaire à *Consumers Gas*. Elle a également stipulé que les dépenses de forage et d'aménagement dont Farmers aura à payer 25 pour 100 ne devront pas dépasser 522 000 $. Si Farmers refuse de payer sa part des dépenses de forage, elle devra acquitter une pénalité égale à 50 pour 100 des dépenses de forage et d'aménagement, plus les intérêts, le tout étant prélevé sur ses revenus nets de production.

CLEARBEACH RESOURCES

Désignation d'un gestionnaire — Réservoir de West Becher et réservoir de Clearville
EBO 164, 165

Clearbeach Resources Inc. a demandé à la Commission de lui confier la gestion des réservoirs de West Beach et de Clearville en remplacement de *Murphy Oil Company Ltd*. La demande faisait suite à la conclusion d'un accord d'achat et de vente par Clearbeach et Murphy, le 3 avril 1989.

L'audience a eu lieu à Chatham (Ontario) les 23 et 24 octobre 1989, et à Toronto, le 26 octobre 1989. Dans sa décision motivée du 11 décembre 1989, la Commission, tout en notant que Clearbeach n'avait pas démontré qu'elle avait satisfait à tous les critères convenus, a recommandé que cette société soit chargée de gérer les réservoirs, à condition qu'elle s'engage à rendre compte à la Commission, en 1989 et 1990, de la gestion de tous les réservoirs dont elle a la responsabilité.

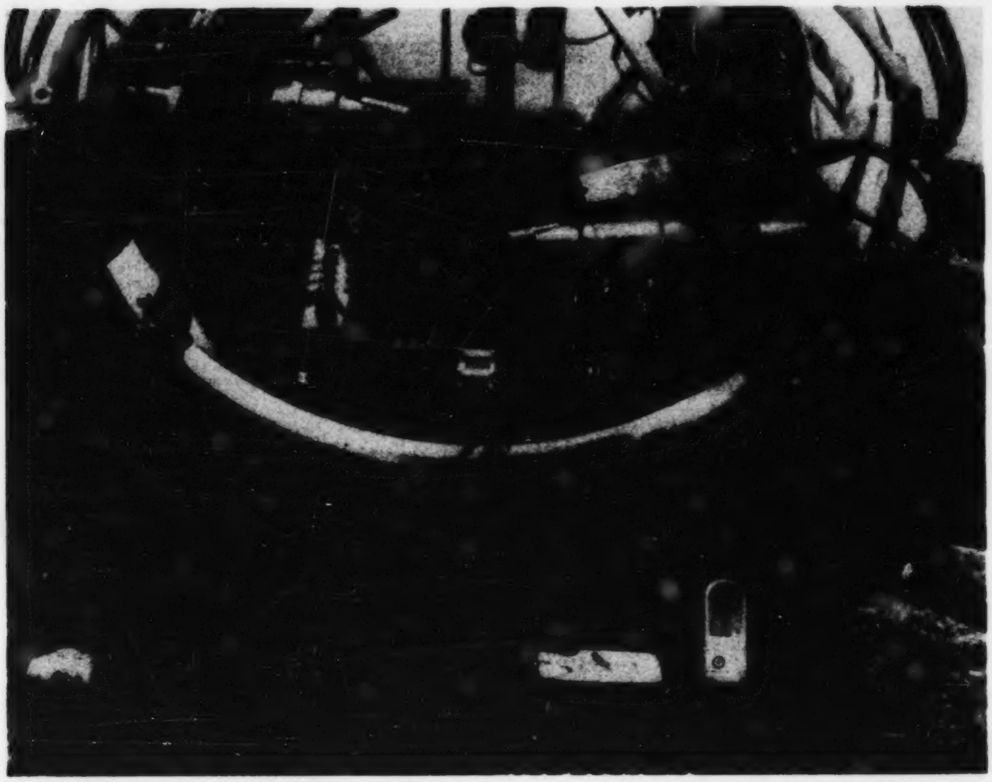
ICG

Désignation comme zone de stockage du gisement désaffecté d'Oil Springs East Pool et demande de permis de construire EBO 167, EBLO 223

Le 5 juin 1989, ICG a demandé à la Commission de désigner comme zone de stockage un gisement de gaz aujourd'hui épuisé, connu sous le nom de gisement d'*Oil Springs East*. Elle a demandé en même temps l'autorisation d'injecter, de stocker et de prélever du gaz dans ce réservoir, et a sollicité la permission de construire un réseau collecteur et une conduite de collecte et de distribution de gaz qui relierait le réservoir au gazoduc Dawn-Trafalgar appartenant à *Union*. L'audience s'est déroulée à Sarnia (Ontario) du 14 au 16 novembre 1989.

Dans un rapport au lieutenant-gouverneur en conseil daté du 6 décembre 1989, la Commission a indiqué qu'elle considérait que l'ancien gisement pouvait effectivement servir de réservoir de stockage, et qu'elle approuvait la délimitation proposée par ICG. Le désignation du réservoir a ensuite été officialisée par le Règlement de l'Ontario 690/89.

La Commission a approuvé l'utilisation du réservoir par sa décision motivée du 8 février 1990, mais elle a assorti cette approbation de certaines conditions : limitation de la pression d'exploitation du réservoir et application de mesures de protection de l'environnement plus rigoureuses que celles proposées. La Commission a accordé par ailleurs les autorisations requises pour la construction d'une conduite de collecte et de transmission du gaz et d'un réseau collecteur.



Ontario Hydro utilise le robot "Deep Rover" pour l'inspection des tunnels de prise et des conduits d'évacuation de la centrale nucléaire de Bruce.

LEXIQUE DE TERMES ET SIGLES

Base de tarification : Montant investi par une entreprise de services publics dans les biens utilisés pour fournir les services, moins l'amortissement cumulé, plus le montant consacré au fonds de roulement et tout autre poste retenu par la Commission. La base de tarification peut également être nette d'impôts sur le revenu reportés et cumulés.

Besoins en revenus : Revenus que l'entreprise de services publics doit réaliser par l'entremise des tarifs pour amortir les coûts de service. Ces revenus sont calculés en tenant compte des dépenses permises de l'entreprise et du rendement permis sur la base de tarification.

Bp3 : Abréviation désignant un milliard de pieds cubes de gaz, soit l'équivalent de 28,328 millions de mètres cubes.

Comité ontarien de coordination des pipelines (COCP) : Comité interministériel présidé par un membre du personnel de la Commission de l'énergie de l'Ontario et formé de représentants des ministères du gouvernement de l'Ontario qui se sont collectivement engagés à réduire à un minimum les répercussions environnementales de la construction et de l'exploitation de pipelines. Le concept d'environnement, interprété au sens large, englobe l'agriculture, les parcs, les forêts, la faune, les ressources en eau, les ressources sociales et culturelles, la sécurité du public et les droits des propriétaires fonciers.

Contrat d'achat et de vente : Contrat en vertu duquel un utilisateur final achète du gaz à un producteur pour le revendre à une compagnie locale de distribution qui mélange ce gaz à des volumes provenant d'autres fournisseurs. L'utilisateur final achète ensuite du gaz auprès de la compagnie locale de la façon habituelle. La différence entre le prix payé au producteur et le prix reçu par la compagnie locale, moins les frais de transport, revient à l'utilisateur final.

Demande contractuelle : Quantité de gaz qu'une entreprise de services publics ou un abonné a le droit d'exiger quotidiennement, en vertu d'un contrat, de la part du fournisseur de gaz.

Droits supplémentaires : Droits de transport calculés en fonction du coût marginal encouru par le fournisseur du service.

ELD : Entreprise locale de distribution.

Évitement : Non-utilisation du réseau de la compagnie locale de distribution pour le transport du gaz.

Exercice de référence : Période de douze mois consécutifs (en général, le prochain exercice financier complet de l'entreprise) pour laquelle des prévisions des revenus, des coûts, des dépenses et de la base de tarification sont examinées par la Commission afin d'établir les tarifs qui permettront à l'entreprise de services publics d'obtenir un taux de rendement raisonnable.

Frais liés à la demande : Frais mensuels qui couvrent généralement les frais fixes du réseau. Ces frais sont calculés en fonction du volume quotidien prévu au contrat et doivent être acquittés quels que soient les volumes de gaz pris.

Frais liés au produit : Frais perçus pour chaque unité de volume de gaz effectivement prise par l'acheteur. Ils diffèrent des frais liés à la demande, qui sont des frais constants calculés à partir du volume maximal qu'un acheteur a le droit de prendre, même si aucune quantité de gaz n'est prise pendant la période visée.

Gaz contractuel : Gaz distribué par les producteurs en vertu d'un contrat conclu avec TCPL.

Gigajoule (GJ) : Unité de mesure du contenu énergétique des combustibles et carburants. Un abonné résidentiel typique utilise environ 130 gigajoules (GJ) par an pour chauffer sa résidence (un GJ d'énergie thermique représente environ 0,95 million de pieds cubes de gaz naturel).

GWh : Gigawatt-heure.

Intervention : Avis d'intention de participer à une audience, dans lequel on indique les raisons pour lesquelles on s'intéresse aux délibérations. La personne ou le groupe qui en est l'auteur porte le nom d'intervenant.

NPS : Taille nominale du tube (*nominal pipe size* en anglais). Par exemple, NPS 24 désigne un tube dont le diamètre extérieur est d'environ 610 mm, ou 24 pouces.

Ordonnance de la Commission : Document juridique régissant la mise à exécution d'une décision de la Commission. Les parties concernées doivent se conformer aux dispositions qu'il contient.

Plaidoirie : Étape finale de l'audience au cours de laquelle les participants résument leur position face aux diverses questions soulevées, compte tenu des preuves présentées.

Production par une entreprise autre qu'une compagnie de services publics : Production d'électricité par une entreprise appartenant à des intérêts privés.

Recommandation de la Commission : Recommandation faisant généralement partie d'un rapport de la Commission présenté à un ministre ou au lieutenant-gouverneur en conseil et portant sur Ontario Hydro ou une autre question liée au domaine énergétique. Les parties concernées ne sont pas obligées de se conformer à ces recommandations, sauf dans les circonstances énoncées à l'article 23 de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Rendement des actions ordinaires : Revenu après impôt de l'entreprise de services publics, exprimé en pourcentage du montant des actions ordinaires, qu'elle est autorisée à inclure dans la structure de son capital.

Secteur unitaire : Superficie prescrite (en général 50 acres) établie par voie de règlement et dans les limites de laquelle le forage d'un seul puits est autorisé en vue de la production de pétrole et de gaz.

Tarif dégroupé : Tarif imposé pour une partie du service offert par un distributeur, par opposition au tarif comprenant le coût de diverses composantes d'un service.

Taux de rendement sur la base de tarification : Revenu après impôt, exprimé en pourcentage de la base de tarification, que l'entreprise de services publics est autorisée à gagner. Ce rendement n'est pas garanti mais correspond au rendement auquel l'entreprise peut raisonnablement s'attendre compte tenu des conditions prévues.

Tarifs de vente d'électricité en gros : Tarifs de vente d'électricité en gros imposés par Ontario Hydro aux municipalités et à certains clients industriels qui consomment en moyenne 5 000 kilowatts et plus par année.

TCPL : TransCanada Pipelines Limited.

Transport sous contrat : Service fourni pour le transport de gaz n'appartenant pas à la compagnie de transport par pipeline; les tarifs de transport sous contrat sont parfois appelés tarifs T.

Ventes directes : Ventes de gaz naturel négociées entre le producteur et l'utilisateur final, à des prix n'englobant pas le transport. Le transport par gazoduc doit faire l'objet d'ententes distinctes à négocier avec TCPL et l'entreprise locale de distribution.

Volume débité : Volumes de gaz vendus, achetés directement et transportés, auxquels s'ajoutent, s'il y a lieu, les volumes stockés.

Zone désignée de stockage de gaz : Territoire comportant des formations géologiques dans lesquelles une personne peut, sous réserve de l'autorisation de la Commission, injecter et stocker du gaz, pour pouvoir ensuite l'en retirer. En vertu de l'article 20 de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, il est interdit d'injecter du gaz dans une formation géologique ne faisant pas partie d'une zone de stockage désignée.